

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

И. И. ЛИТВИНОВ, Е. И. ФРОЛОВА

СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК
2022

УДК 621.314.222.08(075.8)
Л 641

Рецензенты:

д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры
«Электроснабжение промышленных предприятий»
Казанского государственного энергетического университета
Е. И. Грачёва
канд. техн. наук, доцент *В. Е. Глазырин*

Литвинов И. И.

Л 641 Системы учета электроэнергии в электрических сетях : учебное пособие / И. И. Литвинов, Е. И. Фролова. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2022. – 123 с.

ISBN 978-5-7782-4619-5

В пособии представлены основные сведения об измерительных трансформаторах тока и напряжения, их конструкции и физических причинах возникновения погрешностей, а также даны указания по проектированию систем измерения и учета электрической энергии, требования к расчетным счетчикам и схемы их подключения. Рассмотрен численный пример расчета системы коммерческого учета электроэнергии в соответствии с действующими нормами и требованиями.

Пособие предназначено для студентов вузов и средних учебных заведений очной и заочной форм обучения по направлению 13.03.02 и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также может представлять интерес для специалистов проектных организаций.

УДК 621.314.222.08(075.8)

ISBN 978-5-7782-4619-5

© Литвинов И. И., Фролова Е. И., 2022
© Новосибирский государственный
технический университет, 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	5
1.1. Конструкция измерительных трансформаторов тока и напряжения	5
1.1.1. Трансформаторы тока.....	5
1.1.2. Трансформаторы напряжения.....	26
1.2. Счетчики электроэнергии.....	38
2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ОБОРУДОВАНИЮ АИИС КУЭ	45
2.1. Места установки средств учета электроэнергии	45
2.2. Требования к трансформаторам тока	47
2.3. Требования к трансформаторам напряжения	49
2.4. Требования к вторичным цепям учета измерительных трансформаторов.....	50
2.5. Требования к счетчикам электроэнергии.....	53
2.6. Требования к погрешности измерений.....	53
3. ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМА- ТОРОВ И ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ДЛЯ АИИС КУЭ	57
3.1. Выбор измерительных трансформаторов тока	57
3.2. Методика выбора измерительных трансформаторов напряжения	70
3.3. Проверка погрешностей измерительных комплексов учета элек- троэнергии	78
4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ВЫБОРА ХАРАКТЕРИСТИК ИЗМЕРИТЕЛЬ- НЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОГРЕШНОСТИ ДЛЯ АИИС КУЭ	83
Пример 1. Выбор характеристик и нагрузки измерительных транс- форматоров	83
4.1. Выбор трансформатора тока	88

4.2. Выбор трансформатора напряжения	92
Пример 2. Расчет погрешностей измерительных комплексов учета электроэнергии	97
Пример 3. Расчет потери напряжения в цепях ТН	102
5. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	104
Приложения	107
Приложение А. Примеры задач	107
Приложение Б. Пример исходных данных к проектированию	110
Приложение В. Выполнение переключений во вторичных цепях	112
Приложение Г. Термины и определения	118
Перечень используемых источников при расчетах	121

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. КОНСТРУКЦИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

1.1.1. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Измерительный трансформатор тока – это устройство, преобразующее первичный ток в электрический сигнал, удобный для его дальнейшего использования в измерительных приборах и реле. Первичная обмотка трансформатора тока (ТТ) включается в контролируемую цепь последовательно, а вторичная замыкается на некоторую нагрузку, по которой протекает ток, пропорциональный току в первичной обмотке.

В ТТ высокого напряжения первичная обмотка изолирована от вторичной на полное рабочее напряжение. Один из выводов вторичной обмотки должен быть непременно связан с землей. Поэтому вторичные цепи имеют потенциал, близкий к потенциалу земли, что позволяет обеспечить безопасность обслуживания систем измерения, релейной защиты и автоматики.

Основные номинальные параметры ТТ:

- 1) номинальное напряжение – самое высокое из стандартных линейных напряжений, при котором может использоваться ТТ;
- 2) номинальная частота – это частота тока, для которой спроектирован ТТ;
- 3) номинальный первичный ток – это действующее значение тока, при котором ТТ может длительно работать без повреждения;
- 4) номинальный вторичный ток – указываемый в паспорте ТТ ток, проходящий по вторичной обмотке. Обычно принимается равным 1 или 5 А. Шкалы измерительных приборов, подключаемых к вторичной обмотке ТТ, градуируют в значениях первичного тока;

5) коэффициент трансформации ТТ – отношение первичного тока к вторичному. Обычно применяется действительный коэффициент трансформации, равный отношению действительного первичного тока к действительному вторичному току:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_1}{I_2};$$

6) вторичная нагрузка ТТ – полное сопротивление или полная мощность его внешней вторичной цепи, выраженные соответственно в омах или в вольт-амперах с указанием коэффициента мощности. Вторичная нагрузка с $\cos \varphi = 0,8$, при которой гарантируется установленный класс точности ТТ или предельная кратность первичного тока относительно его номинального значения, называется номинальной вторичной нагрузкой ТТ.

При одной и той же номинальной мощности вторичной цепи ТТ допустимая величина сопротивления нагрузки в значительной степени зависит от его номинального вторичного тока. Допустимое сопротивление нагрузки пропорционально квадрату числа витков вторичной обмотки ТТ. В соответствии с этим ТТ с номинальным током 1 А допускают подключение нагрузки с существенно большим сопротивлением.

Необходимость применения трансформаторов тока с повышенным допустимым сопротивлением нагрузки возникает на установках высших классов напряжения из-за большой протяженности токовых цепей и соответственно их большого сопротивления. По этой причине в сетях 500 кВ и выше применяются ТТ с вторичным номинальным током 1 А. На объектах с напряжением 110–330 кВ в зависимости от его конструктивных особенностей применяются ТТ с номинальным вторичным током как 5, так и 1 А. При меньших напряжениях сети, как правило, применяются ТТ с номинальным вторичным током 5 А.

Пример. В качестве примера рассмотрим трансформатор тока ТФЗМ-220Б с первичным номинальным током 300 А и вторичным номинальным током 5 А. В классе точности 0,5 его допустимая нагрузка составляет 1,2 Ом (30 В · А). Этот же ТТ, но с вторичным номинальным током 1 А имеет допустимую нагрузку 30 Ом (30 В · А) в том же классе точности, т. е. при уменьшении вторичного номинального тока в 5 раз его номинальное сопротивление нагрузки увеличивается в 25 раз.

Подключение аппаратуры через измерительные трансформаторы имеет следующие преимущества.

1. Измерительные приборы, подключаемые через измерительные трансформаторы, выполняются с низкими и стандартными значениями токов и напряжений, что снижает стоимость и сокращает номенклатуру используемого вторичного оборудования. Использование стандартных значений вторичных токов исключает необходимость создавать уникальные измерительные приборы для каждого применения.

2. Существенно снижается необходимость работы непосредственно в первичных цепях, напряжение в которых опасно для человека. Работа в электрических цепях является безопасной, если напряжения на токоведущих частях не повышаются выше нескольких десятков вольт.

3. Измерительные трансформаторы тока и напряжения обеспечивают гальваническую развязку между первичной и вторичной цепями, которые не имеют между собой непосредственного электрического контакта. Благодаря наличию гальванической развязки имеется возможность работы во вторичных цепях (отключать их, подключать новые приборы, демонтировать старые приборы), не изменяя при этом режим работы первичной цепи.

Подключение трансформаторов тока

Для трансформаторов тока приняты следующие обозначения:

- первичные выводы Л1 и Л2 (Л – линейные);
- вторичные выводы И1 и И2 (И – измерительные).

Нумерация выводов принята из следующего принципа: при втекании первичного тока в вывод Л1 вторичный ток вытекает из вывода И1, что проиллюстрировано на рис. 1.1. Ток i_1 , протекая по первичной обмотке, создает магнитный поток Φ_1 , а вторичный ток i_2 направлен так, чтобы скомпенсировать этот магнитный поток встречным потоком Φ_2 . Благодаря этому первичный и вторичный токи связаны законом полного тока:

$$i_1 w_1 - i_2 w_2 = i'_0 w_1, \quad (1)$$

где i'_0 – приведенный ток намагничивания ТТ, пропорциональный суммарному магнитному потоку в стальном сердечнике трансформатора.

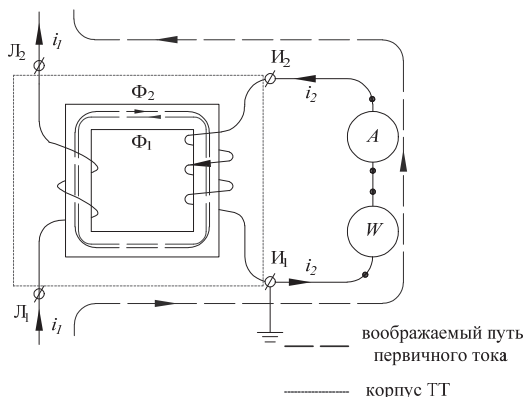


Рис. 1.1. Схема включения трансформатора тока

Нагрузку на ТТ, кроме сопротивления $Z_{\text{приб}}$ приборов и реле, составляют соединительные проводники $Z_{\text{пров}}$ и контактные соединения токовой цепи $Z_{\text{конт}}$. Эти сопротивления включены последовательно с вторичной обмоткой ТТ. Вторичная обмотка ТТ обладает также активным и индуктивным сопротивлением, но при расчете нагрузки эти сопротивления не используются. По величине вычисленной нагрузки определяется возможность работы ТТ в заданном классе точности.

Трансформаторы тока с несколькими вторичными обмотками

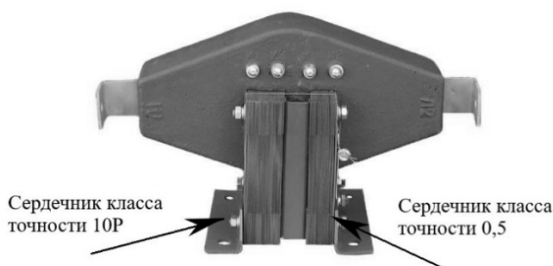


Рис. 1.2. Измерительный ТТ с двумя вторичными обмотками разного класса точности

В ТТ с несколькими вторичными обмотками каждая вторичная обмотка выполняется на отдельном сердечнике (рис. 1.2). Каждая вто-

ричная обмотка со своим сердечником представляет собой ТТ, имеющий свой класс точности.

Отличие работы измерительных трансформаторов тока от силовых трансформаторов

В электроэнергетических системах измерительные ТТ со стальным сердечником имеют конструкцию, сходную с силовыми трансформаторами. Однако режим работы магнитной цепи у них существенно различается. Для ТТ главная задача – передавать информацию о первичном токе устройствам, подключенным к его вторичным цепям.

В ТТ, используемых для подключения измерительных приборов (особенно при подключении устройств коммерческого учета), главным является преобразование первичного тока с нормируемой точностью. Поскольку погрешность ТТ определяется величиной его тока намагничивания, необходим выбор такой рабочей индукции, при которой ток намагничивания минимален, что обеспечивается при максимальных значениях магнитной проницаемости используемой электротехнической стали сердечника ТТ. Поэтому для этих ТТ принимается рабочая индукция такая, чтобы при протекании токов, близких к номинальным, магнитная проницаемость стали магнитопровода была максимальной. Этому соответствует значение индукции 0,6...0,8 Тл (область 1 на рис. 1.3).

В ТТ, используемых для подключения устройств релейной защиты и автоматики, главным является обеспечение допустимой погрешности в тех условиях работы энергосистемы, при которых эти устройства должны работать корректно. Такими режимами могут быть токи коротких замыканий (КЗ). По этой причине приходится иметь в рабочих режимах довольно низкую индукцию, которая не превышает 0,08...0,1 Тл.

Следует отметить, что принципы выбора рабочего значения индукции для измерительных и силовых трансформаторов существенно различаются. Для измерительных трансформаторов главным является снижение погрешностей, и ради этого можно в какой-то мере пренебречь экономичностью, т. е. пойти на ухудшение массогабаритных показателей.

При проектировании силовых трансформаторов приоритетна экономичность, в том числе улучшение массогабаритных показателей. Это достигается выбором максимального значения индукции $B_{\max}$, при котором рабочая точка на характеристике намагничивания

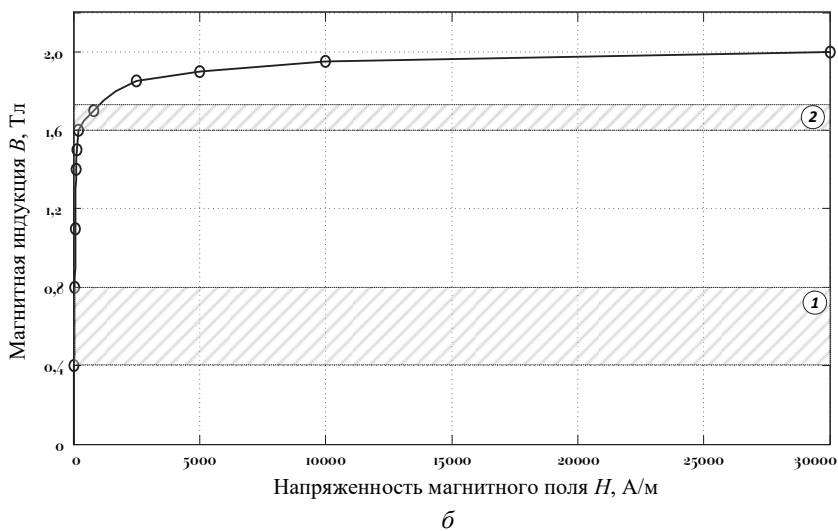
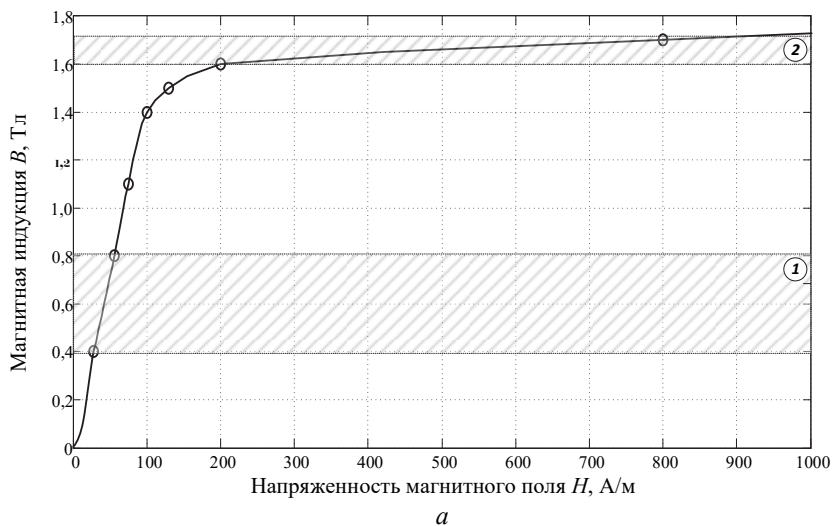


Рис. 1.3. Основная кривая намагничивания стали Э330А:

а – на интервале изменения напряженности магнитного поля от 0 до 1000 А/м;
 б – на интервале изменения напряженности магнитного поля от 0 до 30 000 А/м.
 Область 1 – рабочие индукции измерительных трансформаторов, область 2 –
 рабочие индукции силового трансформатора

находится в самом начале насыщения. Поскольку ЭДС трансформатора равна

$$U = 4,44 f W \Phi_{\max \Sigma},$$

где f – частота, Гц; W – число витков; $\Phi_{\max \Sigma} = B_{\max} S$ – амплитуда суммарного магнитного потока, при заданной ЭДС обмотки ($U = \text{const}$) можно уменьшить число витков W и снизить сечение магнитопровода S , увеличивая значения магнитной индукции или частоты. При использовании в магнитопроводах холоднокатаной стали используется рабочая индукция 1,65...1,7 Тл. Этому соответствует область 2 на рис. 1.3.

В некоторых случаях применяются специальные трансформаторы тока, рассчитанные на номинальную частоту 400 Гц. Область их применения ограничена энергосистемами, в которых важны малые габариты и вес энергетического оборудования. Такие системы распространены на воздушных судах, а также в других особых случаях. На рис. 1.4 в качестве примера показан трансформатор тока, используемый в таких системах.



Рис. 1.4. Трансформатор тока типа ТФ1

Конструкции измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока по конструкции подразделяются на следующие виды, указанные в табл. 1.1 и 1.2.

Т а б л и ц а 1.1

Обозначение трансформаторов по типу конструкции

Конструктивное исполнение трансформатора	Условное обозначение
Опорный	О
Проходной	П
Шинный	Ш
Встроенный	В
Разъемный	Р
Одноступенчатый	—
Каскадный	К

Т а б л и ц а 1.2

Обозначение трансформаторов по виду изоляции

Вид изоляции	Условное обозначение
С фарфоровой крышкой	Ф
С твердой и воздушной изоляцией, с полимерной крышкой	—
Маслонаполненные	М
Газонаполненные	Г
Литая	Л
В пластмассовом корпусе	П

На рис. 1.5 показан шинный трансформатор тока типа ТШЛ-0,66 (Т – тока, Ш – шинный, Л – с литой изоляцией, номинальное напряжение 0,66 кВ). У шинных трансформаторов тока первичной обмоткой является шина, которая проходит через окно магнитопровода, на котором размещается вторичная обмотка (рис. 1.6). Чаще всего в литом корпусе шинного трансформатора тока размещается два сердечника со своими вторичными обмотками.

Проходной трансформатор тока, например, типа ТПОЛ-10 (Т – тока, П – проходной, О – одновитковый, Л – с литой изоляцией) выполняет функции проходного изолятора и трансформатора тока, т. е. изолирует токоведущие цепи от заземленных конструкций (рис. 1.7). На рисунке видно, что ТТ установлены только в фазах А и С, а в фазе В – проходной изолятор.



Рис. 1.5. Трансформатор тока типа ТШЛ-0,66 с опломбированными выводами вторичной обмотки



Рис. 1.6. Установка шинных трансформаторов тока



Рис. 1.7. Размещение проходных трансформаторов тока и проходного изолятора в ячейке КРУ

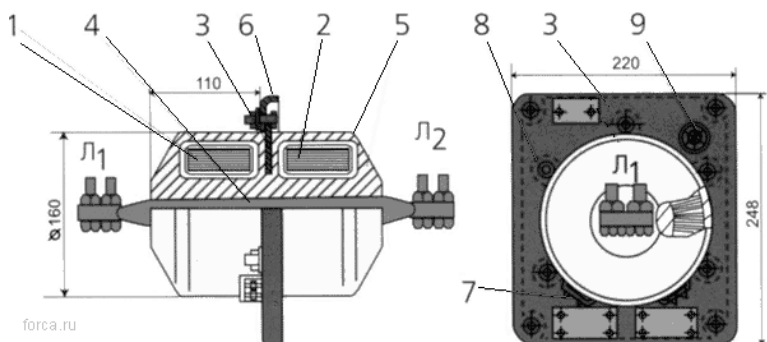


Рис. 1.8. Трансформатор тока ТПОЛ-10:

1 и 2 – сердечники; 3 – крепежное кольцо; 4 – стержень первичной обмотки;
 5 – литой корпус; 6 – опорный фланец; 7 – выводы вторичных обмоток;
 8 – выступы крепежного кольца; 9 – заземляющий болт

Опорный трансформатор тока, например, типа ТОЛ-10 (Т – тока, О – опорный, Л – с литой изоляцией) выполняет функции опорного изолятора (рис. 1.9) и трансформатора тока, т. е. совмещает функции изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и распределительных устройствах (рис. 1.10).



Рис. 1.9. Опорные изоляторы



Рис. 1.10. Размещение опорных трансформаторов тока

В установках напряжением 35 кВ и выше применяются встроенные трансформаторы тока. Во вводы высокого напряжения выключателей (рис. 1.11, 1.12) и силовых трансформаторов встраиваются магнитопроводы ТТ с вторичными обмотками. Первичной обмоткой служит токоведущий стержень ввода.

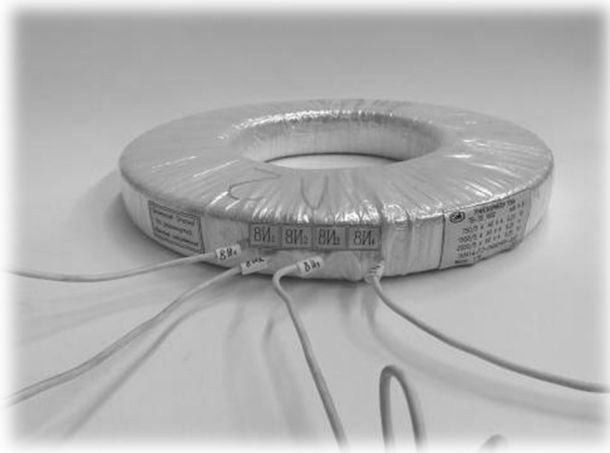


Рис. 1.11. Встроенный трансформатор тока типа ТВ-35

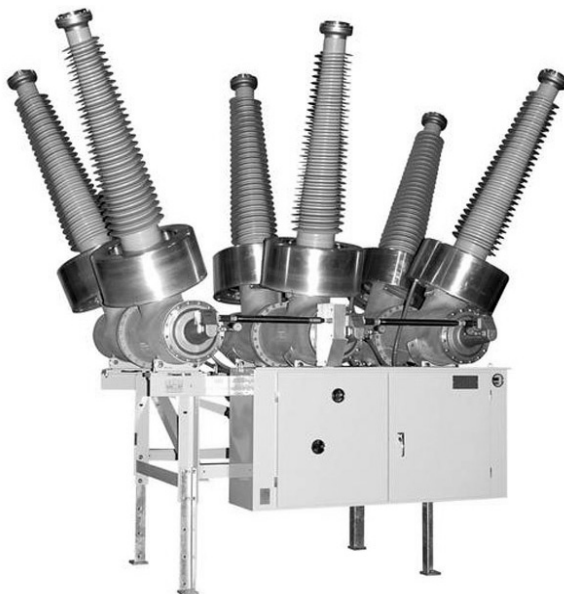


Рис. 1.12. Трансформаторы тока, встроенные
во вводы элегазового выключателя

Существуют встроенные ТТ как внутренней (внутри корпуса оборудования), так и наружной установки. В последнем случае ТТ надеваются на силовой ввод без разбора бака выключателя (рис. 1.13).

Для наружной установки выпускаются трансформаторы тока опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией (рис. 1.14). В полном фарфоровом изоляторе, заполненном маслом, расположены обмотки и магнитопровод трансформатора (рис. 1.15). Конструктивно первичная и вторичная обмотки напоминают звенья цепи (буква *З* в обозначении типа). У всех ТФЗМ первичная обмотка составляет одно звено, а вторичные обмотки со своими сердечниками составляют несколько звеньев, надетых на первичную.

С увеличением напряжения становится труднее обеспечить изоляцию первичной обмотки, поэтому на напряжения 330 кВ и более изготавливаются трансформаторы тока каскадного типа (рис. 1.16). Они состоят из двух ступеней – верхней и нижней, каждая из которых – это конструктивно самостоятельный элемент, аналогичный трансформатору тока типа ТФЗМ и рассчитанный на половину номинального напряжения.

Пример установки трансформатора ТВ

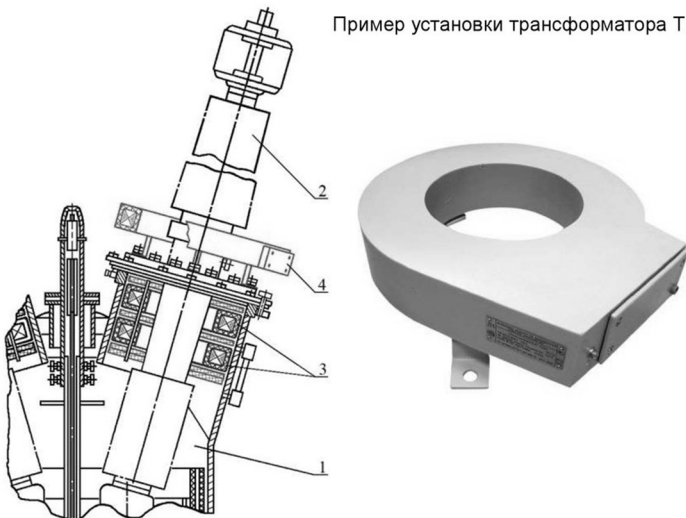


Рис. 1.13. Встроенный ТТ серии ТВ наружной установки:

1, 2 – изоляция ввода; 3 – встроенные ТТ внутри выключателя;
4 – встроенный ТТ наружной установки (справа на рисунке)



Рис. 1.14. Трансформатор тока типа ТФЗМ-110

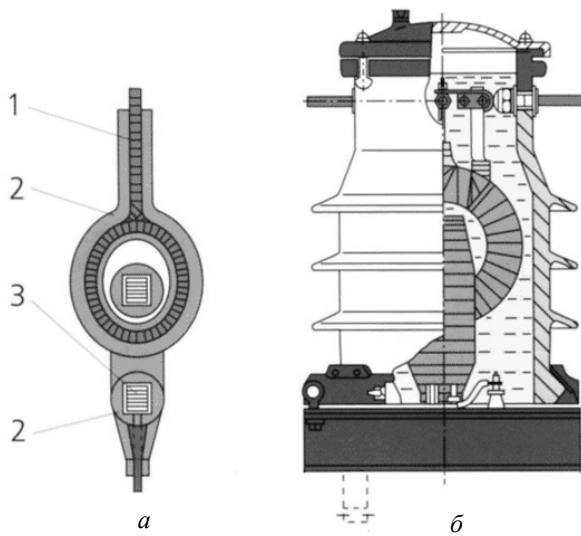


Рис. 1.15. Трансформатор тока типа ТФЗМ-35:

а – магнитопровод с обмоткам: 1 – первичная обмотка;
2 – изоляция; 3 – вторичные обмотки; *б* – внешний вид
трансформатора тока



Рис. 1.16. Каскадные трансформаторы тока

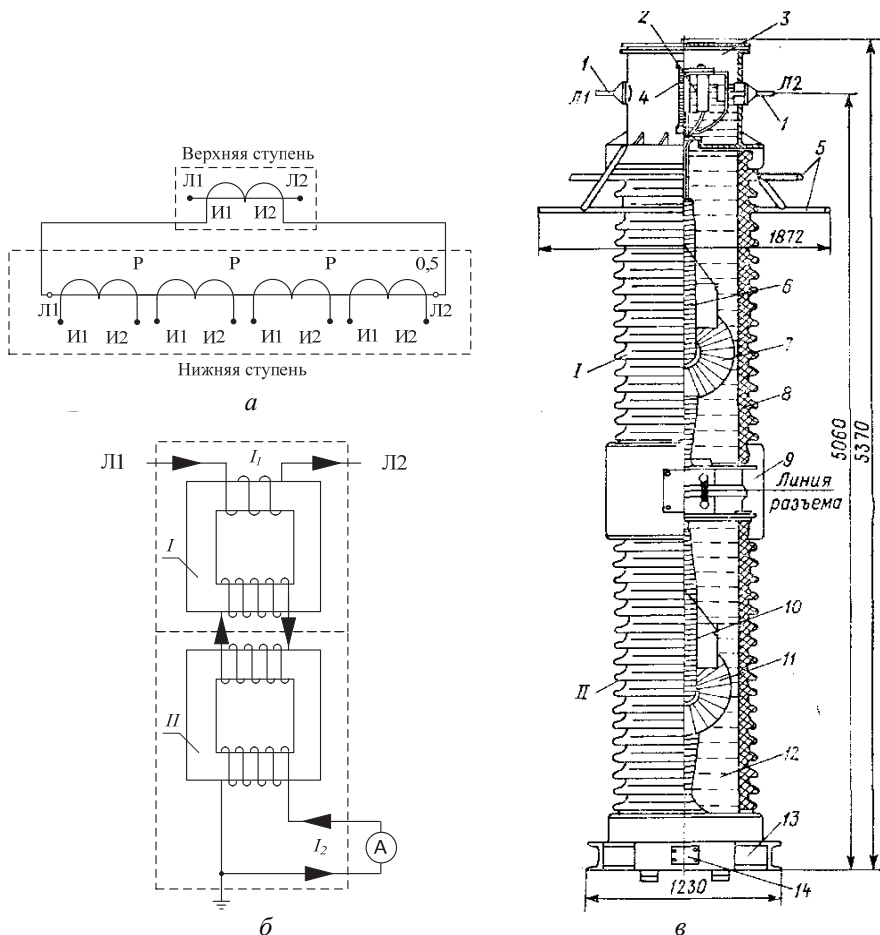


Рис. 1.17. Каскадный трансформатор тока:

a, б – схемы электрических соединений; *в* – конструкция; 1 – вводы первичной обмотки; 2 – переключатель; 3 – маслорасширитель; 4 – маслоуказатель; 5 – кольца экрана; 6 – первичная обмотка верхней ступени; 7 – сердечник со вторичной обмоткой верхней ступени; 8 – фарфоровая крышка; 9 – соединительная часть; 10 – первичная обмотка нижней ступени; 11 – сердечник с вторичной обмоткой нижней ступени; 12 – масло; 13 – цоколь основания; 14 – коробка зажимов вторичных обмоток

Ко вторичной обмотке верхней ступени подключается до трех-пяти обмоток нижних ступеней различного класса точности. Таким образом,

в каскадных ТТ выполняется две последовательные трансформации (рис. 1.17, а). Это приводит к некоторому увеличению погрешностей.

Чем опасен разрыв вторичной обмотки ТТ

Токовые цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление, поэтому трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму КЗ. При размыкании вторичной обмотки суммарный магнитный поток в магнитопроводе резко возрастает, так как весь первичный ток становится током намагничивания ТТ в соответствии с выражением (1) (см. рис. 1.1). В этом режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры («пожар» стали), а в соответствии с законом Фарадея напряжение на вторичной разомкнутой обмотке становится пикообразным и его мгновенное значение может достигать в некоторых случаях десятков киловольт (рис. 1.18).

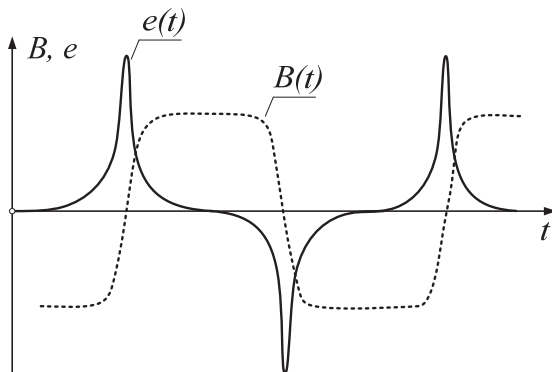


Рис. 1.18. Осциллограммы магнитной индукции B и ЭДС вторичной обмотки e измерительного ТТ при разомкнутой вторичной обмотке

Таким образом, размыкание вторичной обмотки ТТ **не допускается!** При необходимости замены измерительного прибора или реле на время переключений накоротко замыкается вторичная обмотка ТТ, а после выполнения всех переключений закоротка снимается. Промышленность изготавливает специальные устройства для удобного и оперативного выполнения переключений во вторичных обмотках измерительных трансформаторов (см. подробнее в приложении В, а также рис. 1.38–1.41).

Погрешность и классы точности ТТ

В соответствии со схемой замещения измерительного трансформатора тока (рис. 1.19, а) его погрешность обусловлена наличием ветви намагничивания, куда «ответвляется» часть приведенного первичного тока. Для уменьшения погрешности, т. е. снижения составляющей тока намагничивания I_0 , целесообразно снижать нагрузку на вторичную обмотку ТТ, увеличивать сечение магнитопровода, уменьшать его длину, а также применять электротехническую сталь более высокого качества, при этом выбирать участок работы на кривой $B(H)$ необходимо такой, где значение магнитной проницаемости $\mu = dB/dH$ стремится к максимальному значению (рис. 1.19, б). Для ТТ специальной конструкции последнее достигается подмагничиванием от сторонних источников.

Строгий анализ [16] показывает, что погрешность ТТ снижается при увеличении числа витков вторичной и, следовательно, первичной обмотки. Однако увеличение числа витков первичной обмотки снижает электродинамическую стойкость ТТ, поэтому к многовитковым первичным обмоткам прибегают лишь тогда, когда приемлемая точность не может быть обеспечена при одном витке.

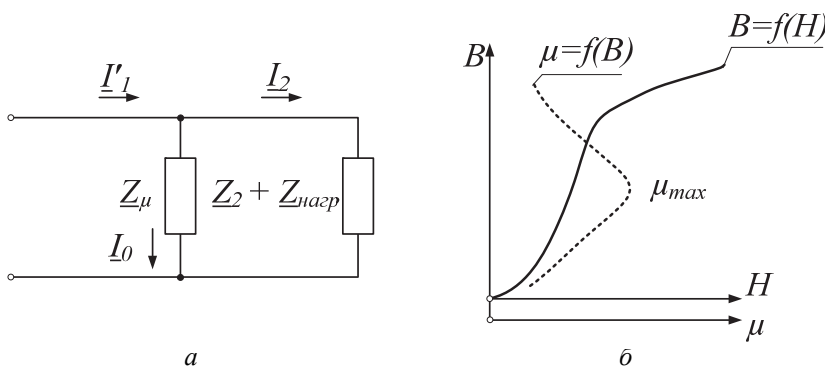


Рис. 1.19. К определению возникновения погрешности ТТ:

а – схема замещения ТТ; б – общий вид характеристики намагничивания стали

Различают токовую f , угловую δ и полную ε погрешность ТТ:

$$f = 100 \% \frac{(I_2 - I'_1)}{I_1}; \quad \delta = \arg(I_2 - I_1);$$

$$\varepsilon = \frac{100 \%}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (i_1' - i_2)^2 dt} = \frac{I_0}{I_1} 100 \ \%.$$

Все ТТ разделены на классы точности в зависимости от предъявляемых к ним требований по точности работы в установившихся или переходных режимах.

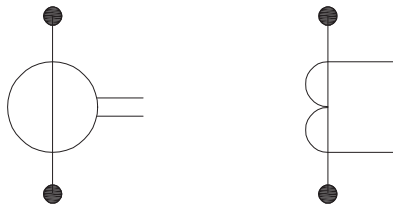
В соответствии с ГОСТ 7746–2015 для подключения средств измерений и учета вторичные обмотки ТТ выполняются следующих классов: 0,1; 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1; 3; 5P; 10P. Причем ТТ классов 0,2S и 0,5S обладают расширенным диапазоном измерений токов, в котором они имеют малую погрешность, и поэтому рекомендуются для подключения приборов коммерческого учета электроэнергии. Для подключения средств релейной защиты и автоматики вторичные обмотки ТТ выполняются классов 5P, 10P.

В последнее время промышленность освоила новые классы ТТ, предназначенных для устойчивой работы средств релейной защиты и автоматики в переходных процессах: 5PR, 10 PR, TPX, TPY, TPZ, для которых помимо погрешности при симметричном токе нормируется остаточная намагнитченность и точность работы в условиях наличия апериодической составляющей в аварийном токе (подробнее см. документ ПНСТ 283–2018).

Условное графическое обозначение ТТ

Обозначения на схемах трансформатора тока с одной вторичной обмоткой приведены на рис. 1.20, с тремя вторичными обмотками – на рис. 1.21.

Рис. 1.20. Принятые обозначения трансформатора тока



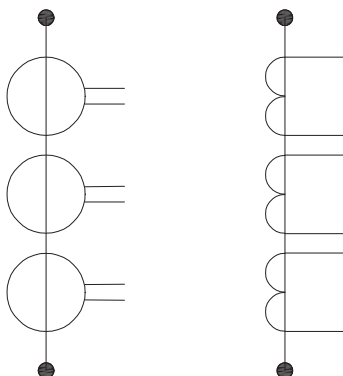


Рис. 1.21. Обозначения на схемах трансформатора тока с тремя вторичными обмотками

Схемы соединения трансформаторов тока

В сетях с изолированной нейтралью (сети 6–35 кВ) трансформаторы тока обычно устанавливают в двух фазах *A* и *C* и соединяют по схеме «неполная звезда» (рис. 1.22, *a*). Целесообразность применения такой схемы обусловлена тем, что при меньшем числе установленных ТТ обеспечивается измерение токов во всех трех фазах. При этом ток фазы *B*, в которой отсутствует ТТ, определяется в соответствии с первым законом Кирхгофа суммированием токов фаз *A* и *C*. Недостатки этой схемы – повышенная нагрузка на трансформаторы тока и, как следствие, повышенные погрешности измерения (эквивалентная длина провода от места установки ТТ до измерительных приборов выше реальной длины в $\sqrt{3}$ раз, см. далее раздел 3.1.7).

В сетях с эффективно заземленной нейтралью (сети 110 кВ и выше) схема соединения «неполная звезда» не используется, поскольку она не позволяет корректно определить ток в третьей фазе при наличии в линии тока нулевой последовательности. Поэтому в сетях с эффективно заземленной нейтралью применяют схему «полная звезда» (рис. 1.22, *б*), которая обеспечивает точное измерение всех фазных токов. Кроме того, в нулевом проводе схемы «полная звезда» формируется утроенный ток нулевой последовательности $3I_0$, равный сумме вторичных фазных токов. Благодаря этому обеспечивается возможность получения информации о токе, который чаще всего не может быть получен непосредственными измерениями. Эта схема в последнее время получает распространение в сетях 6–35 кВ в связи с меньшей нагрузкой на ТТ, что позволяет им работать с большей точностью.

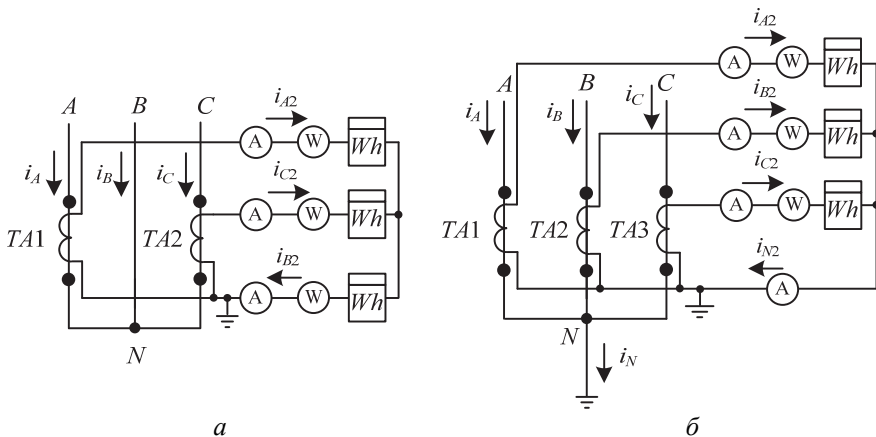


Рис. 1.22. Схемы соединения ТТ в группу по схеме «неполная звезда» (а) и «полная звезда» (б)

Измерительные ТТ должны устанавливаться во всех цепях, в которых необходимо выполнять измерение токов или их контроль средствами релейной защиты и автоматики. Количество ТТ, устанавливаемых в каждой цепи, выбирается таким образом, чтобы обеспечить независимость токовых цепей устройств, имеющих различное назначение. Как правило, к различным вторичным обмоткам ТТ подключаются измерительные приборы, основные защиты объекта, резервные защиты, средства коммерческого учета и др. Однако при выборе числа устанавливаемых ТТ учитываются также и экономическая целесообразность, и техническая реализуемость возникающих запросов.

Наибольшее количество ТТ предусматривается в цепях генераторов. На линейных выводах генераторов устанавливают до четырех комплектов трансформаторов тока, каждый из которых имеет по две вторичные обмотки. На нулевых выводах генераторов устанавливается один или два комплекта ТТ, причем иногда используются комплекты с тремя вторичными обмотками.

Силовые трансформаторы мощностью $6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и выше изготавливаются со встроенными в выводы трансформаторами тока. Встроенными ТТ оборудуются линейные выводы обмотки высшего напряжения, нейтраль обмотки высшего напряжения, линейные выводы обмотки среднего напряжения, выводы общей обмотки автотрансформаторов, а также выводы обмотки низшего напряжения однофазных автотрансформаторов. Обычно встроенный ТТ имеет две вторичные

обмотки. В каждом конкретном случае рекомендуется уточнять информацию в соответствующем государственном стандарте или в технической документации на рассматриваемый трансформатор.

В цепях выключателей возможны два варианта установки ТТ. Если выключатель имеет баковую конструкцию, то используются встроенные трансформаторы тока, которые органично вписываются в конструкцию ввода, а изоляция от первичной сети обеспечивается изоляцией ввода. В случае если конструкция выключателя не позволяет применить встроенные ТТ, используют выносные ТТ (например, типа ТФЗМ, ТФРМ, ТОГФ, ТФМ, ТГМ). Стоимость выносных ТТ существенно выше стоимости встроенных ТТ и определяется главным образом стоимостью изоляции от первичной цепи. Поэтому из экономических соображений выносные ТТ устанавливают только с одной стороны от выключателя, причем так, чтобы сам выключатель входил в зону действия продольной дифференциальной защиты сборных шин. Для этого выключатель и сборные шины должны быть расположены с одной стороны от ТТ.

1.1.2. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Измерительный трансформатор напряжения – это устройство, преобразующее первичное напряжение в пропорциональное вторичное напряжение с фазовым сдвигом между ними, близким к нулю. Первичная обмотка трансформатора напряжения (ТН) включается в цепь высокого напряжения параллельно, а к вторичной обмотке (или вторичным обмоткам) подключаются измерительные приборы, цепи автоматики, релейной защиты и сигнализации. ТН подключается одним концом первичной обмотки к фазному проводу, а другим – к земле либо обоими концами первичной обмотки к фазным проводам контролируемой цепи.

В ТН вторичная обмотка изолирована от первичной на полное рабочее напряжение контролируемой цепи. Вторичные цепи каждой из обмоток ТН должны быть в обязательном порядке заземлены в одной точке.

Трансформатор напряжения:

- преобразует высокое переменное напряжение в переменное напряжение, приемлемое для непосредственного измерения его стандартными измерительными приборами или для подключения устройств релейной защиты и автоматики;

- изолирует измерительные приборы и устройства релейной защиты и автоматики, к которым имеет доступ обслуживающий персонал, от высокого напряжения.

Основные номинальные параметры ТН

1. Номинальное первичное напряжение – стандартное линейное напряжение, при котором должен работать ТН.

2. Номинальное вторичное напряжение – напряжение, на которое рассчитаны приборы, присоединяемые к вторичной обмотке. Номинальные вторичные напряжения основных вторичных обмоток должны быть 100 В для однофазных ТН, включаемых на напряжение между фазами, и $100/\sqrt{3}$ В для однофазных ТН, включаемых на напряжение между фазой и землей. Номинальное вторичное напряжение дополнительной обмотки, соединяемой в «разомкнутый треугольник» для получения напряжения нулевой последовательности, принимается 100 В или $100/3$ В (на фазу). Существуют трансформаторы напряжения с действующим значением вторичного напряжения 220 В. Такие трансформаторы предназначены для питания собственных нужд подстанции и специальных объектов.

3. Номинальный коэффициент трансформации, равный отношению первичного и вторичного номинальных напряжений. Шкалы измерительных приборов, подключаемых к вторичной обмотке ТН, градуируют в значениях первичного напряжения.

4. Номинальная нагрузка – полная мощность нагрузки, при которой погрешности ТН не выходят за пределы, установленные для данного класса точности. Превышение нагрузки над номинальной вызывает увеличение погрешностей и переход в более низкий класс точности. Таким образом, один и тот же ТН может быть использован в разных классах точности с соответствующим изменением его номинальной вторичной нагрузки.

5. Погрешности ТН обуславливаются потерями мощности в его магнитопроводе, а также в первичной и вторичной обмотке (рис. 1.23). Из-за этих потерь вектор вторичного напряжения $\underline{U}_2$, приведенный к первичному напряжению, не совпадает по модулю и по фазе с вектором первичного напряжения $\underline{U}_1$. Различие этих величин, выраженное в процентах, называется погрешностью в напряжении, а угол между векторами первичного и вторичного напряжения, выраженный в мину-

тах или радианах, называется угловой погрешностью. Для уменьшения погрешности ТН снижают сопротивление первичной и вторичной обмотки (напряжение короткого замыкания у измерительных ТН достигает порядка 1 %), а также применяют сталь более высокого качества, выбирая (как и у трансформаторов тока) рабочую индукцию в области максимальных значений магнитной проницаемости. Погрешности ТН зависят также от сечения контрольных кабелей, нагрузки и первичного напряжения.

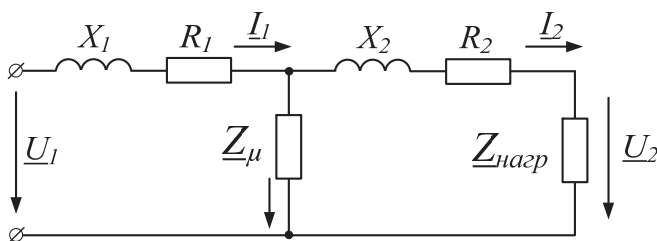


Рис. 1.23. Схема замещения ТН

Измерительные ТН в соответствии с ГОСТ 1983–2001 для подключения средств измерений и учета электроэнергии выполняются следующих классов точности: 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 3,0. Для подключения средств релейной защиты и автоматики ТН выполняются классов 3Р или 6Р.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в узлах схемы, где необходим замер напряжения для реализации контрольно-измерительных систем, устройств релейной защиты и автоматики, а также средств коммерческого учета электроэнергии.

Подключение трансформаторов напряжения

Первичная обмотка подключается на напряжение сети U_1 , а к вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединяются параллельно катушки измерительных приборов и реле. Напряжение на первичной обмотке действует от A к X , на вторичной обмотке – от a к x (рис. 1.24).

Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик.

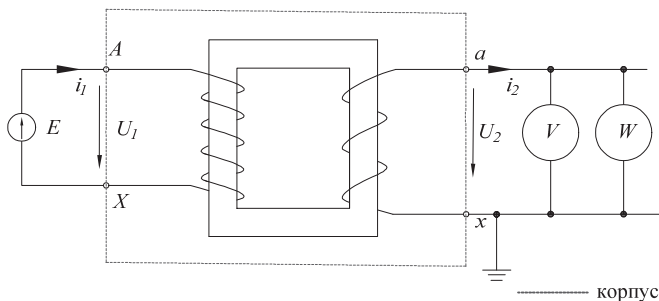


Рис. 1.24. Схема включения трансформатора напряжения

По конструкции различают трехфазные и однофазные трансформаторы напряжения. Трехфазные трансформаторы напряжения применяются при напряжениях до 18 кВ, однофазные – при всех классах напряжения.

Примером трехфазного ТН является НТМИ-6 (Н – напряжения, Т – трехфазный, М – масляный, И – контроль изоляции), он показан на рис. 1.25, схема его соединений – на рис. 1.26.

Первичная обмотка НТМИ-6 имеет три фазных вывода, рассчитанных на линейное напряжение сети, и вывод нейтрали, рассчитанный на фазное напряжение сети. Для обеспечения возможности контроля изоляции нейтраль первичной обмотки, соединенной по схеме «полная звезда», всегда заземляется. Выводы первичной обмотки маркируются **A, B, C, 0**. Вывод нейтрали первичной обмотки необходимо заземлять для обеспечения возможности выделения напряжения нулевой последовательности.

Основная вторичная обмотка соединяется по схеме «полная звезда», а ее выводы обозначаются **a, b, c, 0**. В некоторых ТН выполняются две вторичные обмотки: основная и дополнительная. Дополнительная вторичная обмотка соединяется по схеме «разомкнутый треугольник»



Рис. 1.25. Трансформатор напряжения типа НТМИ-6

и выполняется с двумя выводами «н», «к». Вторичные цепи напряжения основной и дополнительной обмотки в одной точке необходимо заземлять для обеспечения безопасности обслуживания подключенных к ним устройств.

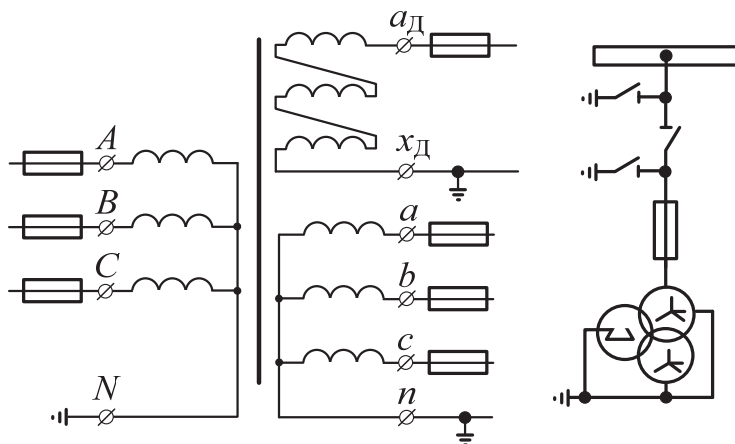


Рис. 1.26. Схема соединения обмоток трансформаторов напряжения по схеме «полная звезда» с дополнительной вторичной обмоткой, соединенной в «разомкнутый треугольник»

Измерительный ТН типа НТМИ имеет магнитопровод, на трех стержнях которого расположены обмотки соответствующих фаз. Магнитопровод имеет бронеую конструкцию, т. е. в нем имеются боковые ярма, из-за чего иногда его называют пятистержневым. Обмотки одной фазы располагаются на одном стержне одна под другой, что улучшает их магнитную связь, уменьшает потоки рассеяния и соответственно снижает погрешности.

Необходимость использования трехфазных ТН с броневым сердечником обусловлена тем, что при поступлении на его входы напряжения нулевой последовательности U_0 в нем формируется поток Φ_0 . Для обеспечения точной передачи напряжения U_0 на вторичные обмотки и чтобы избежать перегрева первичной обмотки в этом режиме, необходимо, чтобы поток Φ_0 замыкался в магнитопроводе, а не по путям рассеяния в неферромагнитной среде, как показано на рис. 1.27, а. При использовании магнитопровода броневого типа магнитный

поток Φ_0 замыкается через боковые ярма (рис. 1.27, б), что обеспечивает точную передачу напряжения нулевой последовательности U_0 во вторичные цепи.

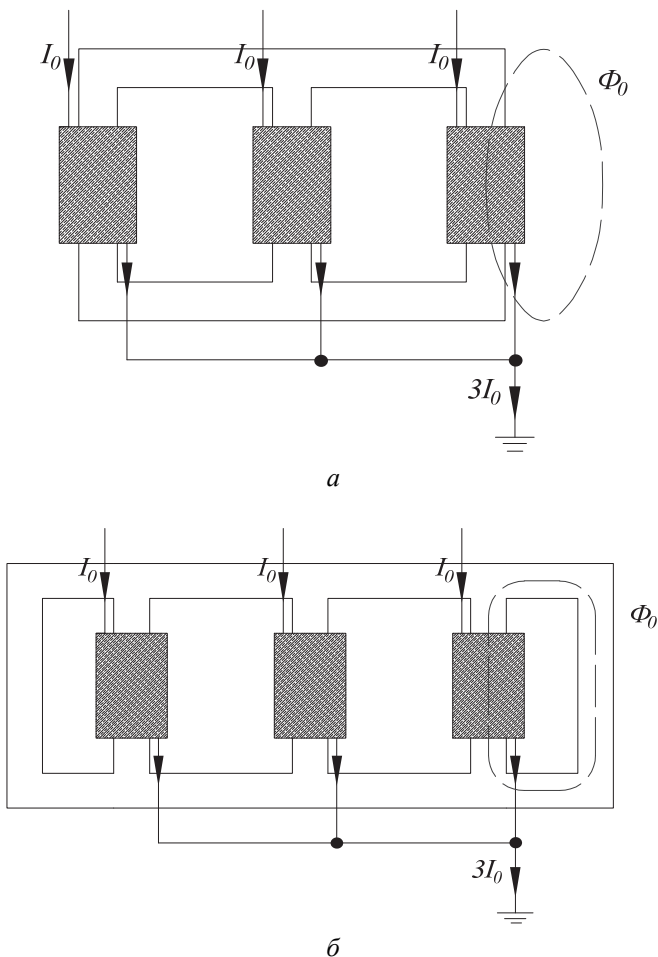


Рис. 1.27. Замыкание магнитного потока в трансформаторе с трехстержневым магнитопроводом (а) и в трансформаторе с магнитопроводом, имеющим боковые ярма (б)



Рис. 1.28. Трансформатор напряжения типа НОМ-10

Трансформатор типа НОМ (Н – напряжения, О – однофазный, М – масляный) содержит два ввода ВН и два ввода НН (рис. 1.28). Трансформатор предназначен для подключения на линейное напряжение.

Для измерения напряжений в сетях с изолированной нейтралью используется схема (рис. 1.29), состоящая из двух однофазных ТН, включаемых на линейные напряжения и соединяемых по схеме «неполный треугольник» (или «открытый треугольник»).

Три трансформатора напряжения типа ЗНОЛ (З – заземляемый с одним заземленным выводом обмотки высшего напряжения, Н – напряжения, О – однофазный, Л – с литой изоляцией) используются для формирования группы по схеме, рассмотренной на рис. 1.26. Эта схема дает возможность

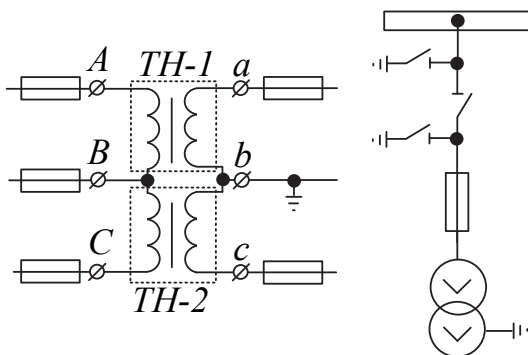


Рис. 1.29. Схема соединения обмоток трансформаторов напряжения по схеме «открытый треугольник»

замерять все фазные и линейные напряжения, чего не позволяет сделать схема «открытый треугольник», в которой измеряются только линейные напряжения. Кроме того, наличие дополнительной вторичной обмотки позволяет контролировать напряжение нулевой последо-

вательности. Внешний вид трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлен на рис. 1.30.

Первичная обмотка ТН рассчитана на работу под фазным напряжением сети, но поскольку в сетях с изолированной нейтралью при однофазных замыканиях на землю на неповрежденных фазах напряжение повышается до линейного, ТН, работающие в таких сетях, допускают длительное повышение напряжения в 1,9 раза относительно номинального фазного. Основные вторичные обмотки выполняются на напряжение $100/\sqrt{3}$ В. Дополнительная вторичная обмотка выполняется на напряжение 100 В или $100/3$ В.

Магнитные потоки в однофазных ТН независимы друг от друга (рис. 1.31), и поэтому проблемы обеспечения протекания магнитного потока нулевой последовательности не возникает.



Рис. 1.30. Трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-10

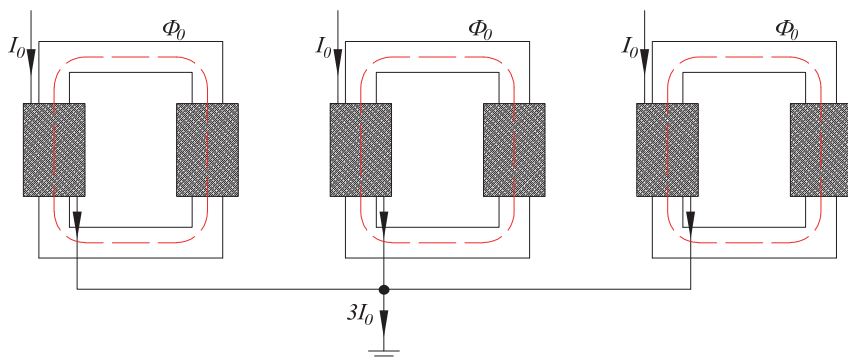


Рис. 1.31. Замыкание магнитного потока в однофазных трансформаторах напряжения

Рассмотренные конструкции ТН используются при первичных напряжениях до 35 кВ.

При напряжениях 110 кВ и выше обычные масляные ТН становятся слишком громоздкими и дорогими. Поэтому на такие классы напряжения изготавливают однофазные многоступенчатые (каскадные) ТН, включаемые между контролируемой цепью и землей. Они состоят из нескольких ступеней (трансформаторов), изолированных друг от друга. Число ступеней определяется номинальным первичным напряжением, прикладываемым к ТН, из расчета примерно 30 кВ на каждую ступень. В установках от 110 до 500 кВ применяются трансформаторы напряжения каскадные в фарфоровом корпусе, заполненном маслом (рис. 1.32). В этих ТН приложенное первичное напряжение равномерно распределяется между несколькими каскадами, благодаря чему упрощается выполнение изоляции и снижается стоимость.

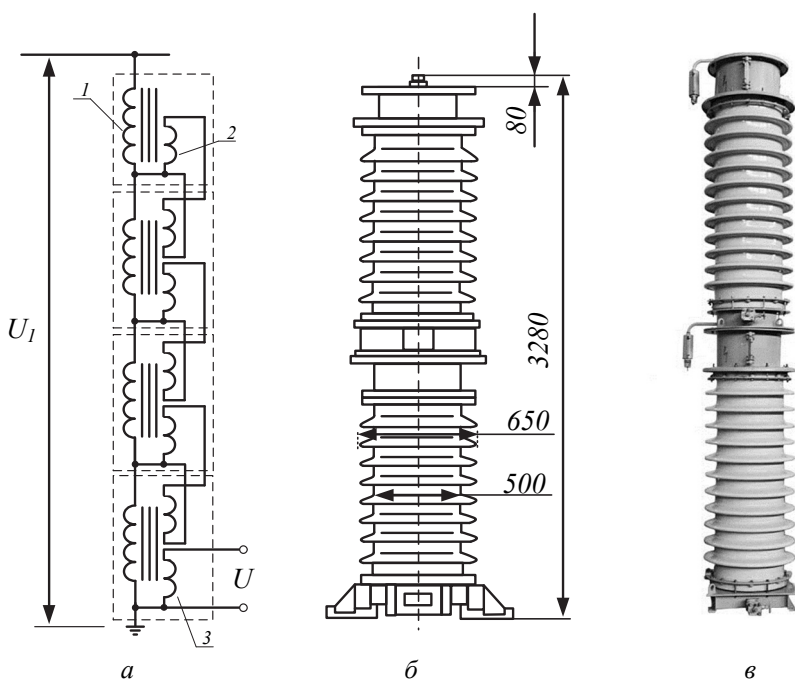


Рис. 1.32. Каскадный трансформатор напряжения типа НКФ-220:
a – схема соединений обмоток; *б, в* – внешний вид; *1* – первичная обмотка;
2 – связующие обмотки; *3* – вторичная обмотка

На высших классах напряжений (500, 750 и 1150 кВ) используются емкостные делители напряжения (НДЕ). Принципиальная схема емкостного делителя напряжения типа НДЕ-500 приведена на рис. 1.33.

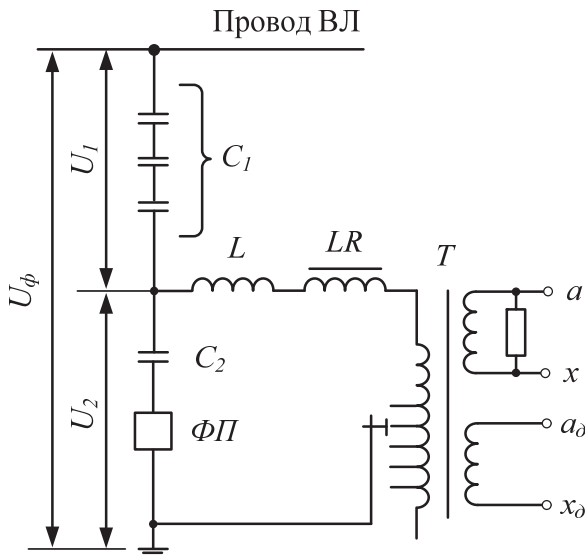


Рис. 1.33. Схема включения емкостного делителя напряжения типа НДЕ-500

Напряжения между конденсаторами распределяются обратно пропорционально емкостям:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{C_2}{C_1},$$

где C_1 и C_2 – емкости конденсаторов, Ф; U_1 и U_2 – напряжения на них, В.

Подбором емкостей добиваются получения на нижнем конденсаторе емкостью C_2 напряжения U_2 в пределах 4...12 кВ. Для дальнейшего понижения напряжение через реактор LR подключается одноступенчатый ТН, имеющий небольшую стоимость. Внешний вид ТН типа НДЕ показан на рис. 1.34.



Рис. 1.34. Емкостный делитель напряжения НДЕ-750

Примеры графического изображения измерительных ТН приведены на рис. 1.35.

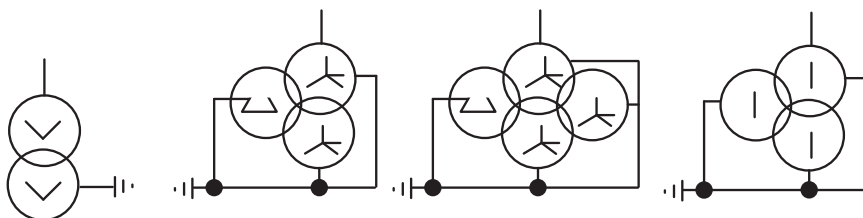


Рис. 1.35. Обозначения измерительных трансформаторов напряжения на схемах

На рис. 1.35 показаны ТН, соединенные по схемам (слева направо): «открытый треугольник»; «полная звезда» с двумя вторичными обмотками (основная обмотка соединена по схеме «полная звезда» и используется для подключения устройств РЗА, измерительных приборов

и средств учета; дополнительная обмотка соединена по схеме «разомкнутый треугольник» и используется для подключения устройств релейной защиты); «полная звезда» с тремя вторичными обмотками (средства учета подключаются ко второй основной обмотке, имеющей более высокий класс точности, отдельно от средств РЗА и измерительных приборов); однофазный ТН (используется для контроля напряжения средствами РЗА в нейтралях генераторов)

Место установки ТН выбирается таким образом, чтобы обеспечить работу всех необходимых средств контроля электроэнергетического объекта и управления им. Исходя из этого можно назвать основные места установки ТН:

- на каждой системе шин и секции сборных шин;
- на линейных выводах каждого генератора;
- при необходимости выполнения синхронизации на выключателе с двух его сторон;
- при необходимости контроля напряжения в узле для выполнения защиты.

Каждая электрическая схема, в состав которой входят вторичные обмотки трансформаторов тока или напряжения, должна быть в обязательном порядке соединена с землей в одной точке. Это необходимо для предотвращения поражения персонала электрическим током, который может быть обусловлен накоплением статических зарядов, пробоем изоляции измерительных трансформаторов или другими причинами. Примеры заземления вторичных цепей показаны на рис. 1.1 и 1.24. Благодаря заземлению потенциал на любом проводнике вторичных цепей ТТ и ТН не превышает разности потенциалов между выводами вторичных обмоток.

Антирезонансные трансформаторы напряжения

Особого внимания заслуживают так называемые антирезонансные трансформаторы напряжения, конструкция которых позволяет исключить явление феррорезонанса и появление сверхтоков в первичных обмотках ТН. Подробные сведения о причинах феррорезонанса в электрических сетях с изолированной и заземленной нейтралью, а также способах исполнения антирезонансных ТН описываются в главе 3 монографии [17].

1.2. СЧЕТЧИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электротехническое изделие в соответствии со своим назначением потребляет (или вырабатывает) активную энергию, расходуемую на совершение полезной работы. При постоянстве напряжения U , тока I и коэффициента мощности $\cos \varphi$ количество потребленной (выработанной) энергии W определяется произведением электрической мощности P на продолжительность работы электроустановки t , т. е. $W = Pt = UI \cos \varphi$.

Единицей энергии в СИ служит джоуль (Дж). В практике еще находит применение внесистемная единица измерения «ватт-час» ($\text{Вт} \cdot \text{ч}$). Соотношение между этими единицами следующее: $1 \text{ Вт} \cdot \text{ч} = 3,6 \text{ кДж}$, или $1 \text{ Вт} \cdot \text{с} = 1 \text{ Дж}$.

В цепях периодического тока количество израсходованной или выработанной энергии измеряют индукционными (аналоговыми) или электронными (цифровыми) электрическими счетчиками.

Конструктивно индукционный счетчик представляет собой микроэлектродвигатель, каждому обороту ротора которого соответствует определенное количество электрической энергии. Соотношение между показаниями счетчика и числом оборотов, совершенных двигателем, называют передаточным числом и указывают на щитке: $1 \cdot \text{ВТ} \cdot \text{ч} = N$ оборотов диска. По передаточному числу определяют постоянную счетчика $C = \frac{1}{N}$, $\text{кВт} \cdot \text{ч/об}$; $C = \frac{1000 \cdot 3600}{N}$ $\text{Вт} \cdot \text{с/об}$.

У аналоговых (индукционных) приборов множество недостатков, и поэтому они вытесняются современными цифровыми приборами. К недостаткам индукционных аппаратов относят значительные погрешности в учете, невозможность дистанционного снятия показаний, работу по одному тарифу, неудобства в эксплуатации и установке.

Устройство, в котором ток и напряжение оказывают действие на электронные элементы и создают на выходе импульсы, количество которых зависит от потребленной электроэнергии, называются электронными счетчиками. Применение таких устройств удобнее, надежнее, предотвращает кражу электроэнергии и создает условия дифференцированного тарифного учета. Количество потребленной или выработанной энергии указывается на цифровом табло прибора (рис. 1.36).

Редко используются также гибридные устройства, которые представляют приборы смешанного типа с индукционной или электронной измерительной частью, с механическим устройством вычислений.



Рис. 1.36. Аналоговый (слева) и два типа электронных счетчиков электроэнергии (справа)

Счетчики активной энергии выпускаются как для однофазных, так и для трех- и четырехпроводных трехфазных сетей.

Счетчики допускают два вида подключения к сети: непосредственное или через измерительные трансформаторы тока и/или напряжения. Счетчики изготовляют как для работы с любыми трансформаторами тока и трансформаторами напряжения – универсальные, так и для работы с трансформаторами, номинальные коэффициенты трансформации которых указаны на их щитке. В электронных счетчиках значение коэффициента трансформации может быть установлено пользователем для автоматического пересчета энергии в первичные значения.

Однофазный счетчик (рис. 1.37, а) электрической энергии имеет две обмотки: токовую и напряжения и может быть включен в сеть по схемам, подобным схемам включения однофазных ваттметров. При включении счетчиков через измерительные трансформаторы тока необходимо одновременно учитывать полярность обмоток трансформаторов тока и трансформаторов напряжения (рис. 1.37, б).

Трехфазные счетчики конструктивно представляют собой два или три объединенных однофазных счетчика. Первые имеют две токовые обмотки и две обмотки напряжения, вторые – по три обмотки тока и напряжения. Обычно такие счетчики называют двух- или трехэлементными. Двухэлементные счетчики применяются только в трехпроводных сетях (в сетях с изолированной нейтралью), где возможен замер электроэнергии и мощности по известному из курса теоретической электротехники методу двух ваттметров. Возможные схемы подключения счетчиков в сетях разной конфигурации показаны ниже на рис. 1.38–1.41.

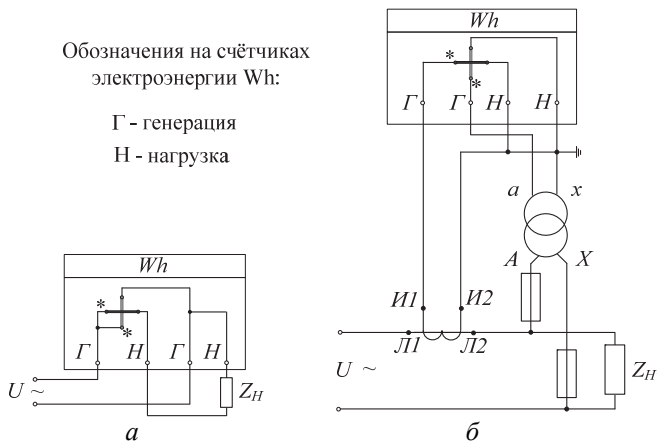


Рис. 1.37. Схема включения счетчиков в однофазную сеть:
а – непосредственное; б – через измерительные трансформаторы

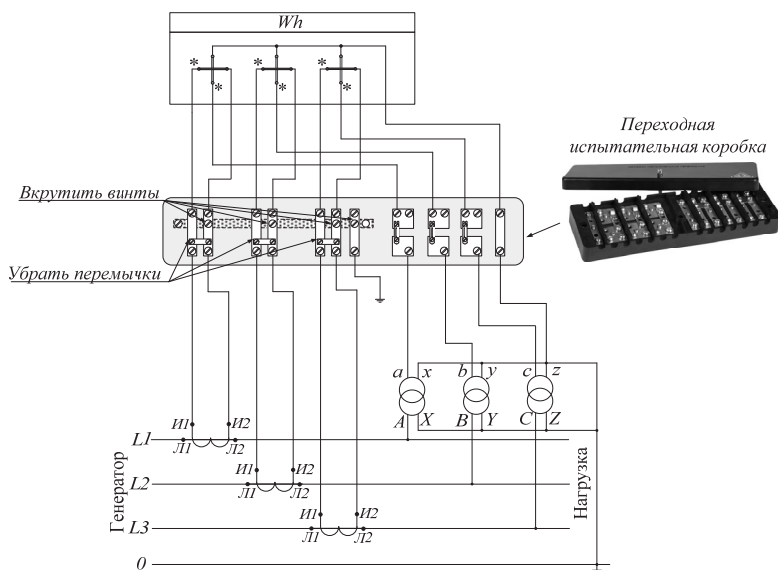


Рис. 1.38. Схема подключения трехэлементного счетчика к трехфазной трехпроводной или четырехпроводной сети с помощью трех трансформаторов тока и трех трансформаторов напряжения

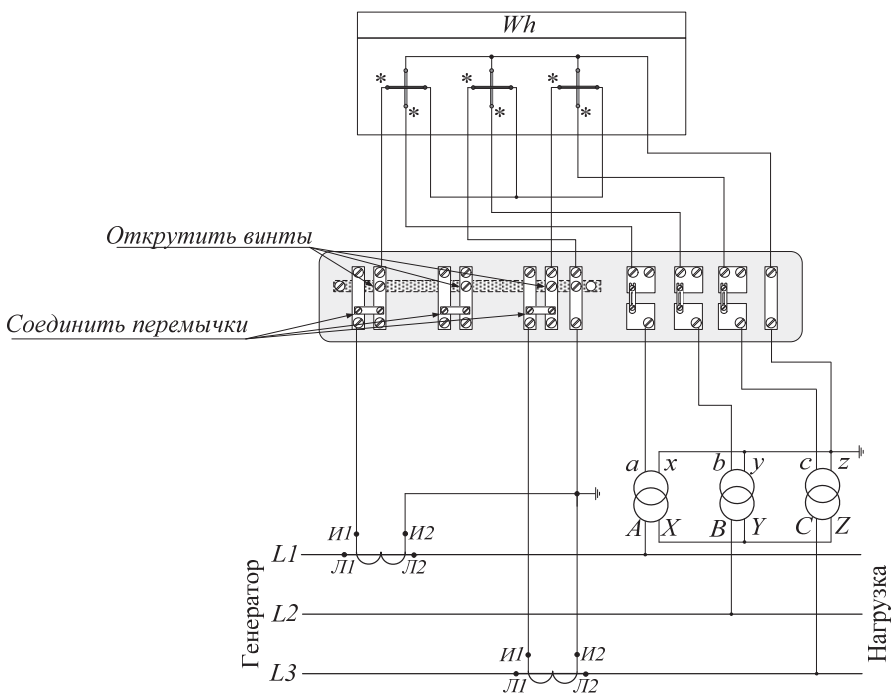


Рис. 1.39. Схема подключения трехэлементного счетчика к трехфазной трехпроводной сети с помощью двух трансформаторов тока и трех трансформаторов напряжения

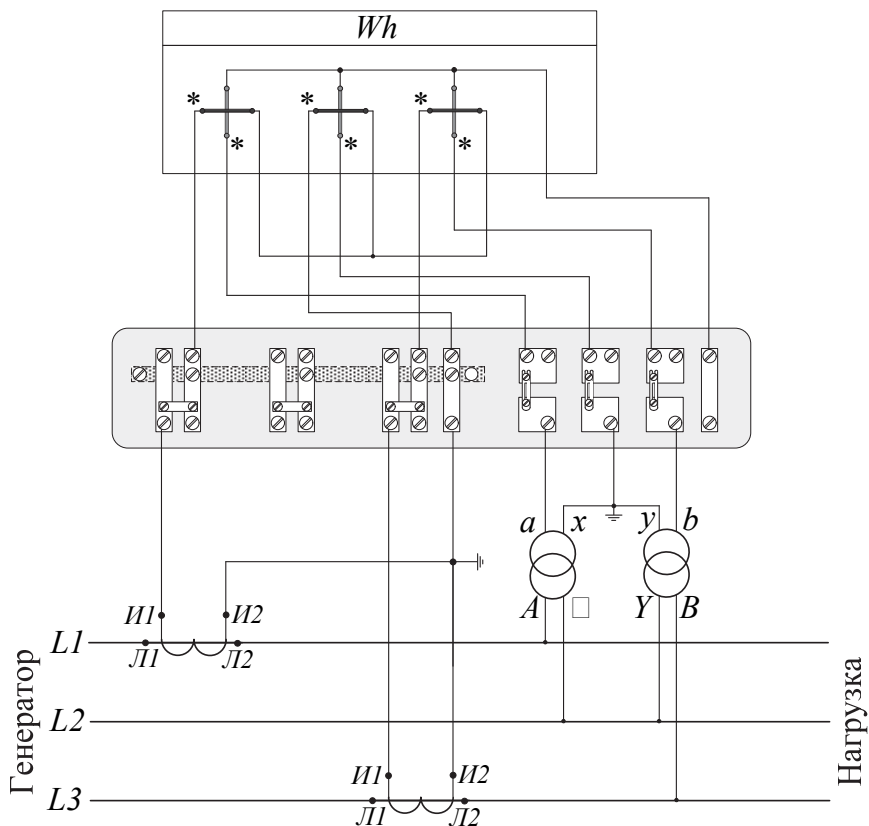


Рис. 1.40. Схема подключения трехэлементного счетчика к трехфазной трехпроводной сети с помощью двух трансформаторов тока и двух трансформаторов напряжения (схема Арона)

применимо к трехфазным счетчикам. Цифра «3», которая часто стоит перед обозначением коэффициентов трансформации, в расчетах не участвует, сигнализируя только, что данный счетчик применяется в трехфазной сети.

Современные электронные счетчики электроэнергии являются частью автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ (АСКУЭ). Ориентировочная схема передачи данных АСКУЭ показана на рис. 1.42.

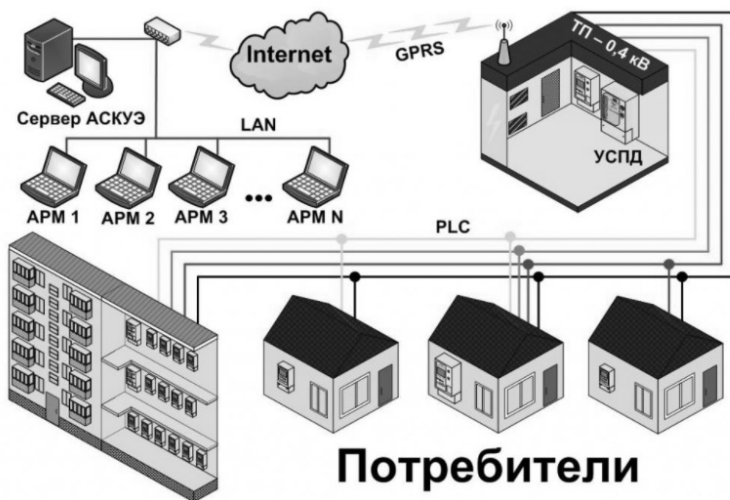


Рис. 1.42. Схема передачи данных в АИСКУЭ

Целью создания и функционирования АИИС КУЭ является измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах, поэтому такие системы подпадают под действие Федерального Закона «Об обеспечении единства измерений», который предъявляет серьезные требования к метрологическому обеспечению.

В последующих разделах рассмотрены требования к месту установки измерительных счетчиков, а также требования и принцип выбора параметров измерительного оборудования.

2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ОБОРУДОВАНИЮ АИИС КУЭ

2.1. МЕСТА УСТАНОВКИ СРЕДСТВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Места установки расчетных счетчиков активной и реактивной электроэнергии на электростанции и подстанциях определяют в соответствии с табл. 2.1 (см. ПУЭ, глава 1.5), а также устанавливают на границе балансовой принадлежности сети электроснабжающей организации и потребителя.

Таблица 2.1

Пункты установки средств учета электроэнергии

Электростанция	
1	На каждый генератор
2	Для всех присоединений шин генераторного напряжения, по которым возможна реверсивная работа
3	Для межсистемных линий электропередачи: два счетчика, учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию
4	Для линий всех классов напряжений, отходящих от шин электростанций и принадлежащих потребителям
5	Для линий хозяйственных нужд (например, питание механизмов и установок ремонтно-производственных баз) и посторонних потребителей, присоединенных к распределительному устройству СН электростанций

Продолжение табл. 2.1

Электростанция	
6	Для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет: два счетчика со стопами
7	Для всех трансформаторов и линий, питающих шины основного напряжения собственных нужд (СН). Счетчики устанавливаются на стороне высшего напряжения; если трансформаторы СН электростанции питаются от шин 35 кВ и выше или ответвлением от блоков на напряжении выше 10 кВ, допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов
8	Все линии до 10 кВ
Системная подстанция	
1	Для каждой отходящей линии электропередачи, принадлежащей потребителям
2	Для межсистемных линий электропередачи: по два счетчика, учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию
3	На трансформаторах СН
4	Для линий хозяйственных нужд или посторонних потребителей (поселок и т. п.), присоединенных к шинам СН
5	Для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет: два счетчика со стопами
6	Все линии до 10 кВ
Подстанция потребителя	
1	На вводе (приемном конце) линии электропередачи в подстанцию потребителя
2	На стороне высшего напряжения трансформаторов подстанции потребителя при наличии электрической связи с другой подстанцией энергосистемы или наличии другого потребителя на питающем напряжении

Подстанция потребителя	
3	На стороне среднего и низшего напряжения силовых трансформаторов
4	На трансформаторах СН
5	На границе раздела основного потребителя и постороннего потребителя (субабонента), если от линии или трансформаторов потребителей питается еще посторонний потребитель, находящийся на самостоятельном балансе

2.2. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРАМ ТОКА

1. Применяемые измерительные ТТ по техническим требованиям должны соответствовать ГОСТ 7746.

2. Для целей учета электрической энергии должны применяться трансформаторы тока, конструктивное исполнение которых позволяет проводить периодические метрологические поверки.

3. На отходящих ЛЭП следует предусмотреть установку ТТ в линии для организации учета электроэнергии.

В случае присоединения ЛЭП через два выключателя (рис. 2.1) допускается подключить счетчик коммерческого (технического) учета электроэнергии к трансформаторам тока, установленным в цепи выключателей, по схеме суммирования токов при обоснованном отсутствии линейного трансформатора тока и соблюдении норм точности измерения активной электроэнергии согласно требованиям оптового рынка электроэнергии и мощности.

В схеме «четырёхугольника» (рис. 2.1) ТТ обязательно устанавливаются у выводов выключателей, а также могут быть установлены на выводе линии (данные ТТ отмечены знаком * на схеме слева).

4. Трансформаторы тока должны устанавливаться в трех фазах. Однако в сетях 6-35 кВ возможно исполнение трансформаторов тока только в двух фазах А и С.

5. Применение промежуточных ТТ не допускается.

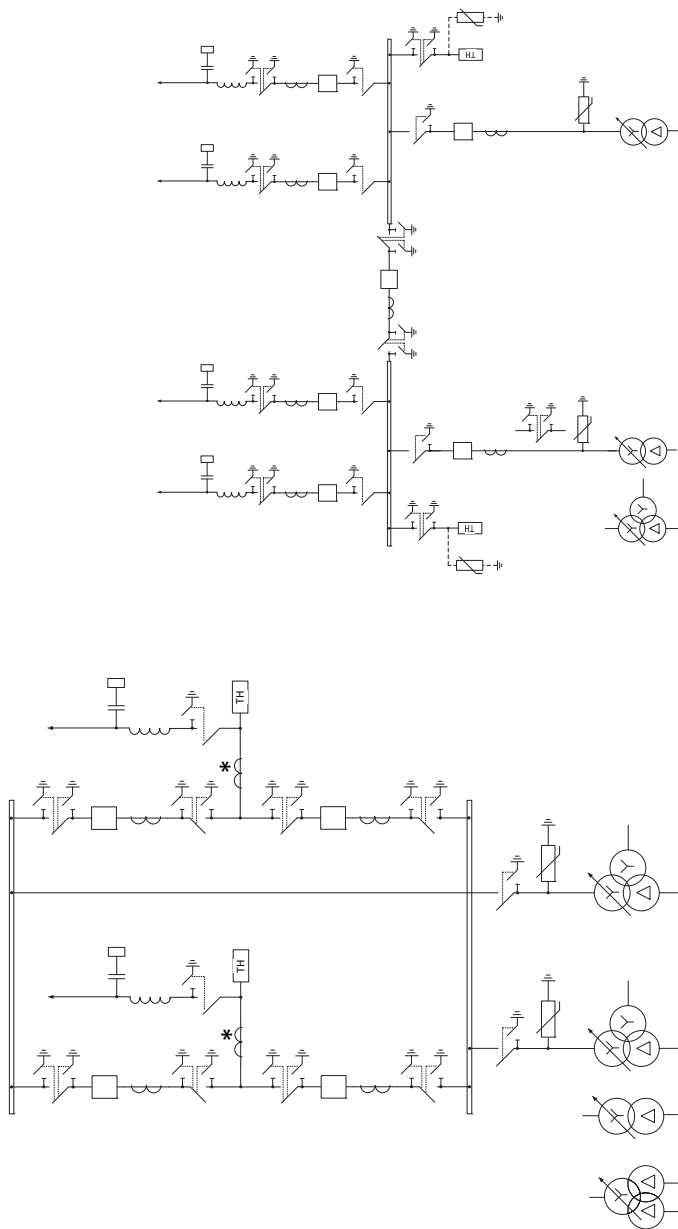


Рис. 2.1. Пример подключения ЛЭП через два выключателя в схеме РУ «Четырехугольник» и пример подключения ЛЭП через отдельный выключатель в схеме РУ «Одинокaя секционированная система сборных шин»

6. Подробные требования к трансформаторам тока представлены в табл. 2.2 [2].

Т а б л и ц а 2.2

Требования к ТТ для целей АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование параметра / требование	Значение параметра или обязательность его выполнения
1	Средняя наработка на отказ	Не менее 50 000 часов
2	Средний срок службы	25 лет
3	Класс точности	
	Для ВЛ и КЛ с номинальным напряжением 110 кВ и выше	Не хуже 0,2S
	Для присоединений с установленной мощностью 100 МВт и более	Не хуже 0,2S
	Для остальных присоединений	Не хуже 0,5S
4	Пломбирование выводов коммерческого учета	Да
5	Межповерочный интервал	Не менее 8 лет

2.3. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРАМ НАПЯЖЕНИЯ

1. Применяемые измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983.

2. Измерительные ТН всех классов напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного учета должна

обеспечивать возможность их пломбирования. Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей.

3. Подробные требования к трансформаторам напряжения представлены в табл. 2.3 [2].

Т а б л и ц а 2.3

Требования к ТН для целей АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование параметра / требование	Значение параметра или обязательность его выполнения
1	Средняя наработка на отказ	Не менее 50 000 часов
2	Средний срок службы	25 лет
3	Класс точности	
	Для ВЛ и КЛ с номинальным напряжением 220 кВ и выше	Не хуже 0,2
	Для присоединений с установленной мощностью 100 МВт и более	Не хуже 0,2
	Для остальных присоединений	Не хуже 0,5
4	Наличие отдельной обмотки коммерческого учета (ТН с тремя вторичными обмотками)	Да
5	Пломбирование выводов коммерческого учета	Да
6	Межповерочный интервал	Не менее 8 лет

2.4. ТРЕБОВАНИЯ К ВТОРИЧНЫМ ЦЕПЯМ УЧЕТА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях ТТ и ТН расчетного и технического учета должны соответствовать требованиям ПУЭ для медных проводников. Применять алюминиевые проводники запрещается.

По условию механической прочности (см. ПУЭ, п. 3.4.4) медные жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения **не менее 1,5 мм²**; для токовых цепей – **не менее 2,5 мм²**. Сечение выше 6 мм² не применяется (стандартные сечения жил: 1,5; 2,5; 4; 6 мм²).

Сечение жил кабелей и проводов должно удовлетворять требованиям их защиты от КЗ без выдержки времени, допустимых длительных токов согласно гл. 1.3 ПУЭ, термической стойкости (для цепей, идущих от трансформаторов тока), а также обеспечивать работу аппаратов в заданном классе точности.

2. Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей измерительных ТТ не должна превышать мощности номинальных вторичных нагрузок этих трансформаторов, указанных в паспорте ТТ.

3. Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей ТТ и ТН необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

4. При недогрузке во вторичных цепях ТТ и ТН должны устанавливаться догрузочные резисторы, однако их применение целесообразно лишь в случае, когда нагрузку не удастся обеспечить путем изменения сечения контрольных кабелей или иным способом.

5. Подробные требования к вторичным цепям ТТ и ТН представлены в табл. 2.4 [2].

Таблица 2.4

Требования к вторичным цепям ТТ и ТН для АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование параметра/требование	Значение параметра или обязательность его выполнения
1	Потери напряжения в цепи «ТН-счетчик» не должны превышать номинального вторичного напряжения ТН	0,25 %
2	Пломбирование промежуточных клеммников, испытательных коробок	Да
3	Измерительные цепи коммерческого учета подключать к отдельным обмоткам измерительных трансформаторов тока и напряжения соответствующих классов точности, отдельно от цепей релейной защиты и автоматики	Да

Окончание табл. 2.4

№ п/п	Наименование параметра/требование	Значение параметра или обяза- тельность его выполнения
4	Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АИИС КУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа (установка пломб, марок и т. п.)	Да
5	Подключение приборов учета к трансформатору напряжения отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к прибору учета должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под прибором учета. Допускается применение внутри шкафа единой электрической цепи для подключения приборов учета к одному трансформатору напряжения, при условии обеспечения защиты всей цепи от несанкционированного доступа	Да
6	В измерительных цепях измерительно-информационных комплексов точек измерений необходимо предусматривать возможность замены счетчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т. п.)	Да
7	Вторичные цепи измерительных трансформаторов (тип и сечение кабеля, присоединение, маркировка, экранирование и т. п.) должны выполняться в соответствии с требованиями ПУЭ	Да

2.5. ТРЕБОВАНИЯ К СЧЕТЧИКАМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Полный перечень требований к электронным счетчикам приведен в [2, 13], перечень основных метрологических требований указан в табл. 2.5.

Т а б л и ц а 2.5

Требования к счетчикам электроэнергии

№ п/п	Наименование параметра/требование	Значение параметра или обязательность его выполнения
1	Класс точности электросчетчиков активной энергии	
	Для ВЛ, КЛ и трансформаторов с номинальным напряжением 220кВ и выше	Не хуже 0,2S
	Для линий электропередач напряжением 35–150 кВ (с учетом тенденции роста нагрузок до 100 МВт и выше)	Не хуже 0,2S
	Для остальных присоединений	Не хуже 0,5S
2	Межповерочный интервал	Не менее 8 лет
3	Наличие встроенного календаря и часов с точностью хода	Не хуже ± 5 с/сутки

2.6. ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения электроэнергии и мощности производят с погрешностью, вызываемой, с одной стороны, несовершенством средств измерений (счетчиков), с другой – неидеальностью измерительных трансформаторов (рис. 2.2).

За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.11.114–98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (ИК) при доверительной вероятности, равной 0,95.

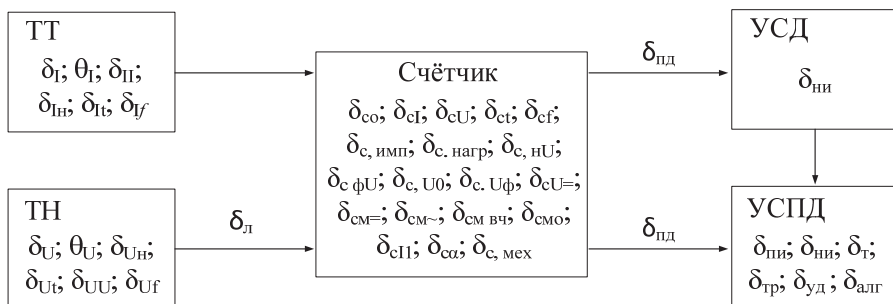


Рис. 2.2. Структурная схема измерительного канала АСКУЭ с составляющими предела допускаемой относительной погрешности

Расшифровка составляющих суммарной погрешности электроэнергетики и мощности, которые в общем случае могут влиять на погрешность измерений, приведены ниже:

δ_I – токовая погрешность ТТ, %;

θ_I – угловая погрешность ТТ, %;

δ_{II}^* – погрешность ТТ от значения (изменения) тока, %;

δ_{In}^* – погрешность ТТ от значения (изменения) нагрузки, %;

δ_{It}^* – погрешность ТТ от значения (изменения) температуры, %;

δ_{If}^* – погрешность ТТ от значения (изменения) частоты, %;

δ_U – токовая погрешность ТН, %;

θ_U – угловая погрешность ТН, %;

δ_{UU}^* – погрешность ТН от значения (изменения) напряжения, %;

δ_{Un}^* – погрешность ТН от значения (изменения) нагрузки, %;

δ_{Ut}^* – погрешность ТН от значения (изменения) температуры, %;

δ_{Uf}^* – погрешность ТН от значения (изменения) частоты, %;

$\delta_{л}$ – погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к ТН %;

δ_{co} – основная погрешность счетчика, %;

$\delta_{сI}$ – погрешность от значения (изменения) тока в измерительной цепи счетчика, %;

δ_{cU} – погрешность от значения (изменения) напряжения в измерительной цепи счетчика, %;

δ_{ct} – погрешности счетчика от изменения температуры окружающего воздуха, %;

δ_{cf} – погрешности счетчика от изменения частоты, %;

$\delta_{c, \text{имп}}$ – погрешность счетчика от кратковременных перегрузок входным импульсным током, %;

$\delta_{c, \text{нагр}}$ – погрешность счетчика от влияния нагрева собственным током (от самонагрева), %;

$\delta_{c, nU}$ – погрешность счетчика от несимметрии напряжения (провалы и кратковременные прерывания напряжения), %;

$\delta_{c, \phi U}$ – погрешность счетчика от влияния обратной последовательности фаз напряжения, %;

$\delta_{c, U0}$ – погрешность счетчика от изменения вспомогательного напряжения, %;

$\delta_{c, U\phi}$ – погрешность счетчика от изменения фазы вспомогательного напряжения питания, %;

$\delta_{c, U=}$ – погрешность счетчика от постоянной составляющей в цепи переменного тока, %;

$\delta_{cM=}$ – погрешность счетчика от внешнего постоянного магнитного поля, %;

$\delta_{cM\sim}$ – погрешность счетчика от внешнего переменного магнитного поля индукции 0,5 мТл номинальной частоты, %;

$\delta_{cM, \text{вч}}$ – погрешность счетчика от высокочастотных магнитных (электромагнитных) полей, %;

δ_{cM0} – погрешность счетчика от магнитного поля (работы) вспомогательной части счетчика, %;

δ_{cII} – погрешность счетчика при наличии тока в одной (любой) из последовательных цепей при отсутствии тока в других последовательных цепях, %;

$\delta_{c\alpha}$ – погрешность счетчика от наклона корпуса счетчика, %;

$\delta_{c, \text{мех}}$ – погрешность счетчика от влияния механической нагрузки счетным механизмом, %;

$\delta_{\text{ид}}$ – погрешность передачи данных (счета импульсов) от датчика импульсов в УСД и/или УСПД, %;

$\delta_{\text{ни}}$ – погрешность накопления информации, %;

$\delta_{\text{пи}}$ – погрешность перевода числа импульсов в именованные величины, %;

$\delta_{\text{т}}$ – погрешность измерений текущего астрономического времени, %;

$\delta_{\text{тр}}$ – погрешность рассинхронизации при измерении текущего астрономического времени, %;

$\delta_{\text{уд}}$ – дополнительные погрешности УСД и УСПД от влияния внешних величин, %;

$\delta_{\text{алг}}$ – погрешность расчетов по алгоритмам АСКУЭ, %.

Составляющие погрешности, отмеченные знаком «*», учитывают в случае, если они не учтены в погрешностях средств измерений (токовой погрешности δ_I ТТ, погрешности напряжения δ_U ТН, основной погрешности $\delta_{\text{со}}$ счетчика).

В соответствии с Приложением № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка [14] нормы относительной погрешности измерения по каждому ИК, для значений $\cos\varphi$ в интервале 0,8...1 не должны превышать:

- 2,9 % для области малых нагрузок (2...20 % включительно);
- 1,7 % для диапазона нагрузок (20...120) %.

Для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) погрешность не регламентируется.

Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу для значений $\cos\varphi$ в интервале от 0,5 до 0,8 (включительно) не должны превышать:

- 5,5 % для области малых нагрузок (2...20 % включительно);
- 3,0 % для диапазона нагрузок (20...120) %.

Для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) погрешность не регламентируется.

3. ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ДЛЯ АИИС КУЭ

3.1. ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Критерии выбора ТТ

Измерительные ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному току, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Согласно ГОСТ 7746–2015 трансформаторы тока, предназначенные для измерений, обеспечивают требуемый класс точности лишь в определенных рабочих условиях в заданных диапазонах тех или иных параметров.

Метрологические характеристики следует устанавливать для следующих рабочих условий применения трансформаторов:

- частота переменного тока ($50 \pm 0,5$) Гц;
- первичный ток: в соответствии с ГОСТ 7746–2015, табл. 3.1;
- значение вторичной нагрузки: в соответствии с ГОСТ 7746–2015, табл. 3.1;
- температура окружающего воздуха: в соответствии с исполнением и категорией размещения, если иное не указано в трансформаторах конкретных типов;
- высота установки трансформаторов над уровнем моря: до 1000 м.

Таблица 3.1

Значения основных параметров трансформаторов тока

№ п/п	Наименование параметра	Значение
1	Номинальное напряжение трансформатора, кВ	0,66; 3; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Для номинального напряжения 0,66 кВ – 0,72; для 3 кВ и выше – по ГОСТ 1516.3
3	¹ Номинальный первичный ток трансформатора, А	1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 1600; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10 000; 12 000; 14 000; 16 000; 18 000; 20 000; 25 000; 28 000; 30 000; 32 000; 35 000; 40 000
4	Номинальный вторичный ток, А	1; 2; 5
5	² Наибольший рабочий первичный ток, А	1-1; 5-5; 10-10; 15-16; 20-20; 30-32; 40-40; 50; 75-80; 80-80; 100-100; 150-160; 200-200; 300-320; 400-400; 500-500; 600-630; 750-800; 800-800; 1000-1000; 1200-1250; 1500-1600; 1600-1600; 2000-2000; 3000-3200; 4000-4000; 5000-5000; 6000-6300; 8000-8000; 10 000-10 000; 12 000; 14 000; 16 000; 18 000; 20 000; 25 000; 28 000; 30 000; 32 000; 35 000; 40 000
6	³ Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 1$, В · А	0,5; 1; 2; 2,5; 5
7	⁴ Номинальная вторичная нагрузка с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, В · А	3; 5; 10; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60; 75; 100
8	Класс точности трансформатора или вторичной обмотки	
	Для измерений, для учета, для измерений и защиты	0,1; 0,2; ⁴ 0,2S; 0,5; ⁴ 0,5S; 1; 3; 5; 10
	Для защиты	5P; 10P; TPX; TPY; TPZ

№ п/п	Наименование параметра	Значение
9	Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты	⁵ От 5 до 30
10	Номинальный коэффициент безопасности приборов, вторичных обмоток для измерений	Устанавливают в документации на трансформаторы конкретных типов. Не устанавливают для вторичных обмоток для измерений и защиты

¹Допускается первичный ток выбирать из ряда 10-12,5-15-20-25-30-40-50-60-75 А, а также из их десятичного умножения или дроби.

²Для трансформаторов с номинальными первичными токами, не указанными в табл. 3.1, наибольший рабочий ток должен быть приведен в документации на изделия и приведен в эксплуатационной документации.

³Для данного трансформатора при условии, что одно из значений номинальной вторичной нагрузки стандартное и относится к стандартному классу точности, допускаются другие номинальные значения вторичной нагрузки, которые могут быть нестандартными значениями, но относящимися к другим классам точности.

⁴Классы точности 0,2S и 0,5S предназначены для коммерческого учета электроэнергии.

⁵По требованию потребителя в документации на трансформаторы конкретных типов допускается устанавливать другие значения.

Номинальное напряжение ТТ

Номинальное напряжение измерительных ТТ должно соответствовать номинальному напряжению присоединения с учетом способа заземления нейтрали. Выбор ТТ по номинальному напряжению производится по формуле

$$U_{\text{номТТ}} \geq U_{\text{ном.раб}},$$

где $U_{\text{номТТ}}$ – номинальное напряжения трансформатора тока, кВ;
 $U_{\text{ном.раб}}$ – номинальное напряжение присоединения, кВ.

Выбор трансформатора тока по вторичному току

Вторичный ток выбирается из ряда номинальных значений согласно ГОСТ 7746–2015, табл. 3.1.

Выбор класса точности

В соответствии со стандартом организации «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС»» и Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» классы точности измерительных трансформаторов тока должны быть следующими:

- трансформаторы тока 110 кВ и выше не хуже 0,2S для цепей АИИС КУЭ, для цепей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,2;
- трансформаторы тока для потребителей с присоединенной мощностью 100 МВт и выше, а также ТТ 220 кВ и выше – не хуже 0,2S для цепей АИИС КУЭ, для цепей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,2;
- трансформаторы тока для остальных присоединений – не хуже 0,5S;
- трансформаторы тока для потребителей с присоединенной мощностью менее 100 МВт – не хуже 0,5S для цепей АИИС КУЭ, для цепей АСУ ТП и измерений – не хуже 0,5;
- для присоединений 0,4 кВ трансформаторы тока с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии, измерений и АСУ ТП – не хуже 0,5.

Выбор коэффициента трансформации

Номинальный первичный ток выбирается с учетом параметров основного оборудования, его перегрузочной способности и токов рабочего и форсированного режима линий, в которые включается ТТ. При этом должно выполняться условие:

$$I_{1\text{номТТ}} \geq I_{1\text{ном.рабТТ}},$$

где $I_{1\text{номТТ}}$ – номинальный первичный ток ТТ, А. Выбирается из ряда номинальных значений первичного тока согласно ГОСТ 7746–2015; $I_{1\text{ном.рабТТ}}$ – номинальный расчетный первичный ток ТТ, А.

При применении трансформаторов тока класса точности 0,2S; 0,5S минимальный ток первичной обмотки может составлять 1 % от номинального; таким образом, обеспечивается расширенный диапазон измерений (1...120 % от $I_{1\text{номТТ}}$).

Согласно ГОСТ 7746–2015 не допускается как перегрузка, так и недогрузка измерительных трансформаторов тока во всех эксплуатационных режимах. Нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока должны находиться **в пределах 25...100 % от номинального значения вторичной нагрузки.**

Расчет коэффициентов трансформации первичных токов

Коэффициент трансформации представляет собой отношение номинального первичного тока $I_{1\text{ном}}$ к номинальному вторичному току $I_{2\text{ном}}$ трансформатора, А:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}.$$

Вторичный номинальный ток ТТ выбирается из ряда (А): 1; 5. Вторичный номинальный ток должен совпадать с номинальным входным током присоединяемого счетчика.

Проверка по термической и электродинамической стойкости

Согласно ГОСТ 7746–2015 трансформаторы на напряжение свыше 0,66 кВ должны быть устойчивы к электродинамическим воздействиям токов КЗ, параметры которых не превышают установленных значений тока электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}$, или его кратности $K_{\text{дин}}$, по отношению к амплитуде номинального первичного тока. К шинным, встроенным и разъемным трансформаторам требования по электродинамической стойкости не предъявляются.

Исходными данными для расчетов служат наибольшие величины токов КЗ (однофазных или трехфазных) на шинах соответствующего уровня напряжения.

Проверка выбранных трансформаторов тока по условию электродинамической и термической стойкости выполняется согласно РД 153-34.0-20.527–98.

По условию динамической стойкости должно выполняться условие:

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}},$$

где $i_{\text{дин}}$ – ток динамической стойкости трансформатора тока, кА;
 $i_{\text{уд}}$ – ударный ток, кА.

Значение ударного тока $i_{\text{уд}}$, кА, рассчитывается по формуле

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} \sqrt{2} \cdot I_{\text{КЗ}},$$

где $K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, принимается равным 1,8.

По условию термической стойкости должно выполняться условие:

$$B_{\text{КЗ}} \leq I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}},$$

где $I_{\text{тер.норм}}$ – ток термической стойкости трансформатора тока по каталогу, кА; $t_{\text{тер.норм}}$ – нормируемое время термической устойчивости трансформатора тока, с; $B_{\text{КЗ}}$ – полный тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{\text{КЗ}} \leq I_{\text{КЗ}}^2 t_{\text{откл}},$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетное время отключения присоединения при КЗ, с.

Проверка электрического аппарата на термическую стойкость при КЗ заключается в сравнении найденного при расчетных условиях значения интеграла Джоуля $B_{\text{КЗ}}$ с его допустимым для проверяемого аппарата значением $B_{\text{тер.доп}}$. Электрический аппарат удовлетворяет условию термической стойкости, если выполняется условие:

$$B_{\text{КЗ}} \leq B_{\text{тер.доп}}.$$

Выбор номинальной мощности вторичной обмотки учета

Для выбора значения номинальной нагрузки вторичной обмотки ТТ необходимо определить фактическую нагрузку, создаваемую включенными во вторичную цепь приборами, кабелем и переходным сопротивлением контактов, которая рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{нагр}} = Z_{\text{пров}} + Z_{\text{приб}} + R_{\text{пер}}.$$

Сопротивление $Z_{\text{пров}}$, Ом, соединительных проводов от ТТ до счетчика определяется по формуле

$$Z_{\text{пров}} = \frac{K_{\text{сх}} L \rho}{S},$$

где L – длина кабеля от места установки ТТ до расположения измерительных приборов, м; $\rho = 0,0175$ – удельное сопротивление медного кабеля $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$; S – сечение жилы кабеля, мм^2 ; $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы (рис. 3.1):

- $K_{\text{сх}} = 1$ при включении ТТ в полную звезду;
- $K_{\text{сх}} = 2$ при включении ТТ в одну фазу;
- $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$ при включении ТТ в две фазы (неполная звезда).

Рис. 3.1 поясняет физическую природу расчетных коэффициентов схем. Так, при соединении ТТ по схеме на рис. 3.1, а вторичный ток замыкается через сопротивления прямого $Z_{\text{пр}}$ и обратного $Z_{\text{обр}}$ провода. При равенстве $Z_{\text{пр}}$ и $Z_{\text{обр}}$, что обычно и имеет место, можно считать, что ток проходит по пути $l_{\text{расч}} = 2L$. Эквивалентная нагрузка на трансформатор тока, например в фазе А на рис. 3.1, б, составляет $Z_{\text{эквА}} = \frac{|U_{\text{ТТ}}|}{|I_A|} = \frac{|I_A Z_{\text{пр}} - I_B Z_{\text{обр}}|}{|I_A|}$, что в симметричном режиме и равенстве $Z_{\text{пр}}$ и $Z_{\text{обр}}$ составит $Z_{\text{эквА}} = \sqrt{3} \cdot Z_{\text{пр}}$, т. е. в этом случае $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot L$. В последнем случае, показанном на рис. 3.1, в, очевидно, что ток не протекает в обратном проводе в симметричном режиме, поэтому и $l_{\text{расч}} = L$.

Если провода вторичных цепей на разных участках имеют разные сечения, то сопротивление $Z_{\text{пров}}$ соединительных проводников определяется суммой сопротивлений отдельных участков по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \sum \frac{K_{\text{сх}} L \rho}{S}.$$

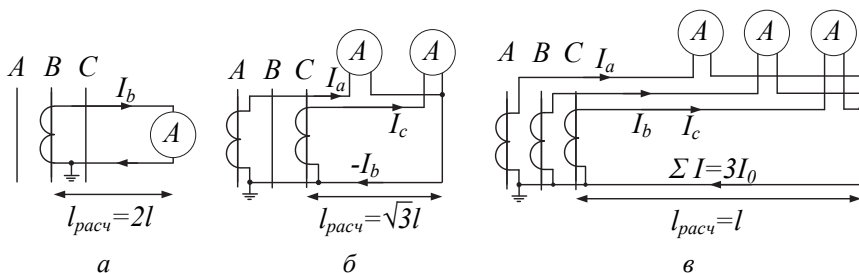


Рис. 3.1. Пояснение расчетных коэффициентов при разных схемах соединения ТТ

Сопротивление $Z_{\text{приб}}$ измерительных приборов, включенных в цепи ТТ, находят из паспортных данных или пересчетом по имеющимся данным о потребляемой мощности и тока:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая реле или прибором при номинальном $I_{2\text{ном}}$ токе, В·А; $I_{2\text{ном}}$ – номинальный ток, А.

Сопротивление клеммных контактов $R_{\text{пер}}$ принимается 0,05 Ом для присоединений 0,4...10 кВ, и 0,1 Ом для присоединений 110 кВ и выше.

Фактическая нагрузка вторичной обмотки ТТ $S_{\text{ф}}$ рассчитывается по формуле

$$S_{\text{ф}} = Z_{\text{нагр}} I_{2\text{ном}}^2.$$

Далее проверяется выполнение условия:

$$0,25S_{\text{н}} < S_{\text{ф}} < S_{\text{ном}}.$$

В соответствии с ГОСТ 7746–2015 нагрузка должна находиться в пределах от 25 до 100 % от номинального значения нагрузки ТТ.

Расчетное сопротивление жилы кабеля $Z_{\text{расч.пров}}$ определяется по формуле

$$Z_{\text{пров}} = Z_2 - Z_{\text{приб}} - R_{\text{пер}} ,$$

где Z_2 – номинальная вторичная нагрузка ТТ, Ом.

Наименьшее допустимое сечение проводника жилы кабеля $q_{\text{доп}}$ определяется по формуле, мм²,

$$q_{\text{доп}} = \frac{K_{\text{сх}} \rho L}{Z_{\text{расч.пров}}} .$$

По условию механической прочности сечения проводников вторичных цепей должны быть **не менее 2,5 мм²** для медных проводников.

Проверка величины допустимого тока счетчиков

В реальных условиях микропроцессорные счетчики и догрузочные резисторы при коротких замыканиях в первичной сети подвергаются воздействию импульсного тока, который может превышать максимально допустимую величину тока этих приборов. Для исключения подобных случаев проверим величину допустимого тока приборов, включенных в обмотку учета.

Для измерительных обмоток трансформаторов тока важным параметром является коэффициент безопасности. Этот параметр означает, что при превышении кратности первичного тока выше заданного коэффициента безопасности токовая погрешность вторичной обмотки для измерений должна превысить минус 10 %. Таким образом, трансформатор должен выполнить функцию ограничителя тока, предохраняющего приборы, включенные в нагрузку измерительной обмотки ТТ, от повреждений в случае аварийного роста тока в первичной сети (рис. 3.2 и 3.3).

Явление ограничения тока вызвано симметричным (в обе полуволны первичного синусоидального тока) насыщением сердечника измерительного ТТ.

Номинальный коэффициент безопасности приборов $K_{\text{б.ном}}$ (в англоязычной литературе применяется F_s) – отношение номинального тока безопасности приборов к номинальному первичному току.

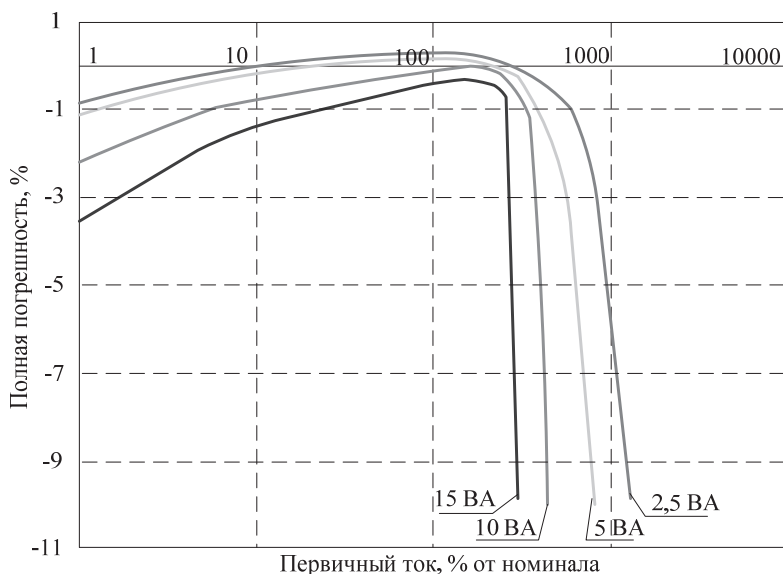


Рис. 3.2. Кривые погрешностей вторичной обмотки ТТ с классом точности 0,5 и номинальной вторичной нагрузкой 10 В·А, снятые при различных значениях вторичной нагрузки

Номинальный ток безопасности – минимальное значение первичного тока, при котором полная погрешность составляет не менее 10 % при номинальной вторичной нагрузке.

Задача ограничения вторичного тока в аварийном режиме требует уменьшения размеров магнитопровода и, в свою очередь, ухудшает метрологические параметры трансформатора тока. Поэтому для магнитопроводов измерительных обмоток ТТ классов точности 0,5S и 0,2S применяются специальные материалы, имеющие низкую индукцию насыщения (пример: нанокристаллический, аморфный сердечник).

Для защитных обмоток используется, как правило, электротехническая сталь с высокой индукцией насыщения, так как в этом случае ставится обратная задача – обеспечить точный замер тока аварийного режима. По этим причинам использовать измерительные обмотки ТТ для целей релейной защиты и автоматики недопустимо.

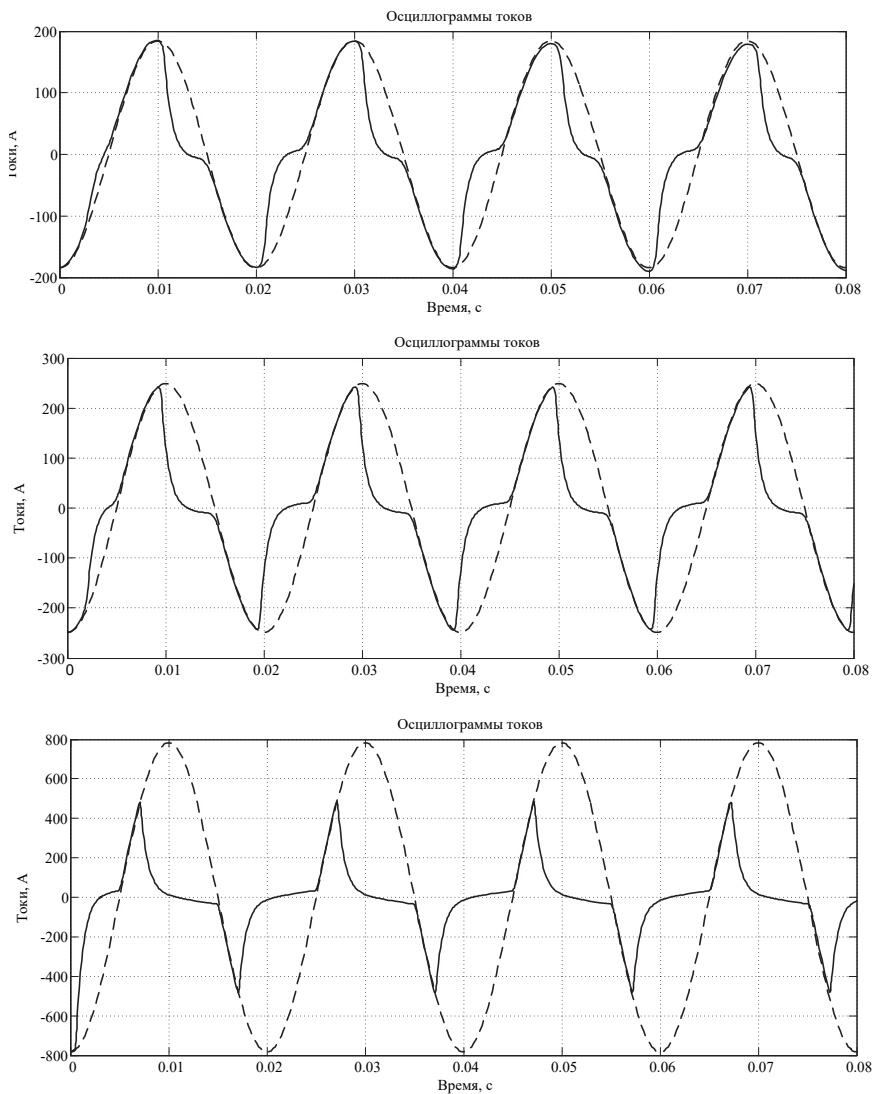


Рис. 3.3. Явление ограничения вторичного тока (сплошная линия) ТТ при больших кратностях первичного тока в аварийном режиме (первичный ток, уменьшенный для удобства отображения в $K_{\text{ТТ}}$ раз, показан пунктирной линией)

Для защитных обмоток ТТ (классы точности Р) устанавливается параметр «номинальная предельная кратность». В случае повышения кратности первичного тока до заданной предельной кратности токовая погрешность вторичной обмотки для защиты не должна превысить минус 10 %, что обеспечивает нормальное функционирование схем релейной защиты и автоматики. По указанной причине сечение магнитопровода ТТ для целей релейной защиты, как правило, больше сечения сердечника, предназначенного для измерений и учета (см. рис. 1.2). На ВАХ обмоток это отражается более ранним вхождением в насыщение измерительной обмотки, чем обмотки для защиты (рис. 3.4).

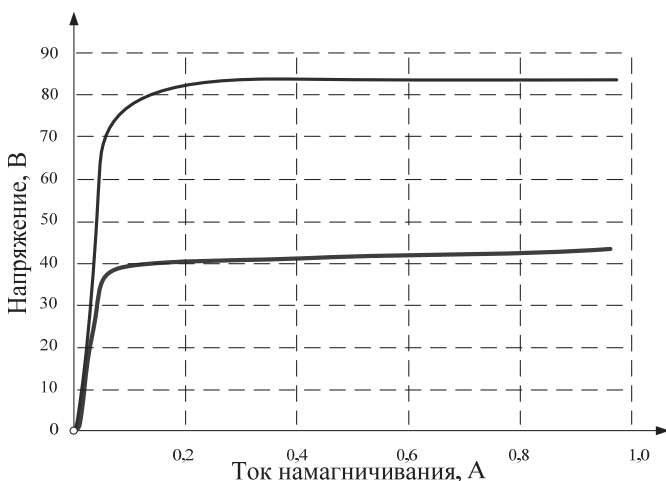


Рис. 3.4. ВАХ двух обмоток одного ТТ:
обмотки класса Р (верхняя кривая) и обмотки класса 0,5
(нижняя кривая)

Фактический коэффициент безопасности приборов напрямую зависит от реального значения вторичной нагрузки и резко возрастает на недогруженных вторичных обмотках. В этом случае вторичная обмотка может не выполнять своих защитных свойств. Исходя из этого номинальная вторичная нагрузка вторичной обмотки для измерения должна быть либо равна фактической нагрузке, либо быть незначительно больше.

На графике (рис. 3.5) представлена зависимость номинального коэффициента безопасности приборов от нагрузок на вторичной обмотке для вторичной обмотки ТТ с классом точности 0,5 и номинальной вторичной нагрузкой 10 В·А.

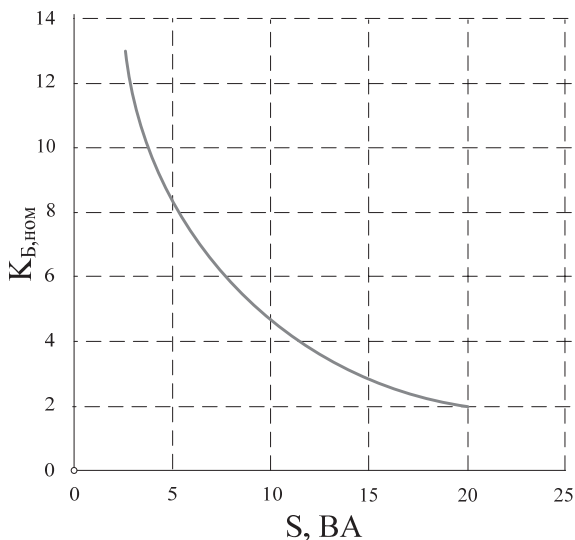


Рис. 3.5. Пример зависимости коэффициента безопасности ТТ от нагрузки

При вторичной нагрузке менее номинальной изменяется величина номинального коэффициента безопасности приборов. Пересчитаем номинальный коэффициент безопасности на величину фактической вторичной нагрузки:

$$K_{Б.факт} = K_{Б.ном} \frac{Z_2 + Z_{ном}}{Z_2 + Z_{расч}},$$

где $K_{Б.факт}$ – фактический коэффициент безопасности при расчетной величине вторичной нагрузки; $K_{Б.ном}$ – номинальный коэффициент безопасности при номинальной вторичной нагрузке $Z_{ном}$; Z_2 – полное сопротивление вторичной обмотки (выбирается из паспорта ТТ либо по официальным данным завода-изготовителя), Ом; $Z_{ном}$ –

номинальная вторичная нагрузка, Ом; $Z_{\text{расч}}$ – расчетная величина вторичной нагрузки, Ом.

Затем вычисляется максимальный импульсный ток $I_{\text{имп.макс}}$ во вторичной обмотке:

$$I_{\text{имп.макс}} = K_{\text{б.факт}} I_{\text{ном}},$$

где $I_{\text{имп.макс}}$ – максимальный импульсный ток во вторичной обмотке, А; $I_{\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток (1 А или 5 А).

Время протекания импульсного тока определяется по уставкам быстродействующих защит присоединения с учетом времени отключения выключателей.

Полученная величина импульсного тока сравнивается с максимально допустимым током счетчика, догрузочного резистора и других приборов, включенных в последовательную цепь вторичной обмотки учета:

$$I_{\text{макс.сч}} > I_{\text{имп.макс}}.$$

Выполнение этого условия гарантирует термическую стойкость счетчика.

3.2. МЕТОДИКА ВЫБОРА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов и реле выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению.

В уточненных расчетах определение нагрузки ТН ведется по наиболее нагруженной фазе ТН (по которой проходит наибольший ток). Потребляемые мощности (нагрузки от приборов и реле) выражаются в вольт-амперах (В·А). Нагрузки в практических расчетах суммируются арифметически без учета коэффициентов мощности отдельных нагрузок (за исключением отдельных случаев, когда $S_{\text{расч}} > S_{\text{номТН}}$). Неравномерность нагрузок по фазам учитывается приближенно в зависимости от схемы соединения.

Классы точности характеризуются наибольшими допускаемыми по ГОСТ 1983–2015 погрешностями напряжения и угловой погрешности при условии, что вторичная нагрузка может изменяться в пределах $0,25 \dots 1,0 S_{\text{ном}}$ при активно-индуктивном коэффициенте мощности $\cos\varphi$ не менее 0,8, первичном напряжении $U_{\text{1ном}} \pm 10\%$, частоте 50 Гц. Для ТН установлены четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1,0; 3,0. Цифра означает предельно допустимую погрешность по напряжению в процентах.

Выбор класса точности

В соответствии со стандартом организации «Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС»» и Положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» классы точности измерительных трансформаторов напряжения должны быть:

- трансформаторы напряжения 110 кВ и выше – не хуже 0,2 для цепей АИИС КУЭ и АСУ ТП;
- трансформаторы напряжения 6–35 кВ – не хуже 0,5 для цепей АИИС КУЭ и АСУ ТП.

Проверка трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке

Величина нагрузки вторичной обмотки трансформатора напряжения согласно ГОСТ 1983–2015 должна находиться в пределах:

$$0,25 S_{\text{ном}} \leq S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная суммарная нагрузка вторичной обмотки ТН, В·А; $S_{\text{ном}}$ – номинальная нагрузка ТН, В·А.

Фактическая загрузка вторичных цепей трансформаторов напряжения определяется в нормальном режиме только мощностью, потребляемой каждой параллельной цепью напряжения счетчиков присоединений, подключенных к той же системе шин, что и ТН, и определяется формулой

$$S_{\text{ТН1СШ}} = \sum S_{\text{сч}} N_{\text{сч1СШ}}.$$

В ремонтном режиме, когда один из ТН выведен из работы, а вся нагрузка переведена на функционирующий ТН, фактическая загрузка определяется мощностью, потребляемой каждой параллельной цепью напряжения счетчиков всех присоединений, подключенных к резервируемому ТН:

$$S_{\text{ТН1СШ+2СШ}} = \sum S_{\text{сч}} N_{\text{сч1СШ+2СШ}}.$$

Коэффициент загрузки ТН $K_{\text{загр ТН}}$ рассчитывается по формуле

$$K_{\text{загр ТН}} = \frac{S_{\text{ТН}}}{S_{\text{ном}}} 100 \%. .$$

При несоответствии нагрузки вторичных обмоток трансформаторов напряжения на присоединениях требованиям ГОСТ 1983–2015 для ТН необходима установка догрузочных резисторов.

Расчет вторичной нагрузки ТН с учетом догрузочных резисторов выполняется по формуле

$$S_{\text{ТН догр}} = S_{\text{ТН}} + S_{\text{догр}},$$

где $S_{\text{догр}}$ – мощность догрузочного резистора, В·А.

Коэффициент загрузки ТН:

$$K_{\text{загр.ТН}} = \frac{S_{\text{ТН догр}}}{S_{\text{ном}}} 100 \%. .$$

Расчет падения напряжения в цепях ТН

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться с учетом потерь напряжения во всех элементах цепи, чтобы потери напряжения в цепях ТН–счетчик составляли не более 0,25 % номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения. Для обеспечения этого требования допускается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков.

По условию механической прочности (п. 3.4.4 ПУЭ) жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения **не менее 1,5 мм²** для меди.

По нагреву: для медных проводников сечением до 6 мм² толщина провода принимается так, как для установок с длительным режимом работы. Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением 1,5 мм² составляет 23 А (табл. 1, 3, 4 ПУЭ). Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся (п. 1.3.10 ПУЭ).

Расчет потерь напряжения в цепях напряжения ведется без учета индуктивного сопротивления кабеля.

Для определения требуемого сечения жил кабеля по заданной величине $U_{\text{доп}}$ вычисляется наибольшее допустимое сопротивление $r_{\text{пр.макс}}$, Ом, одной жилы кабеля в фазном проводе:

$$r_{\text{пр.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{I_{\text{нагр}}} - r_{\text{пер}} - r_{\text{а.в}},$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимая потеря напряжения, равная 0,144 25 В при номинальном фазном напряжении 57,7 В; $I_{\text{нагр}}$ – ток нагрузки, А; $r_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление промежуточных клеммников, принимается равным 0,05 Ом; $r_{\text{а.в}}$ – сопротивление контактов автоматического выключателя, принимается равным 0,05 Ом.

Для этого необходимо предварительно определить ток нагрузки $I_{\text{нагр}}$, А, который составляет для вторичных цепей, питающихся от обмоток трансформаторов напряжения, соединенных в звезду:

$$I_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{U_{\text{ном}}},$$

где $S_{\text{нагр}}$ – нагрузка, В·А; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, равное фазному 57,7 В.

Допустимое минимальное сечение жил кабеля $q_{\text{доп}}$, мм², определяется по формуле

$$q_{\text{доп}} = \frac{L}{\gamma r_{\text{пр.макс}}},$$

где γ – удельная проводимость, для меди $\gamma = 57 \text{ м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$; L – длина кабеля, м.

Если вторичная цепь напряжения от ТН до счетчиков состоит из нескольких участков кабелей разного сечения, то расчет падения напряжения необходимо выполнять для каждого участка в отдельности. Для получения итогового значения падения напряжения во вторичной цепи эти значения на каждом участке суммируются.

Исходя из полученных значений минимального сечения жил кабеля $q_{\text{доп}}$ выбирается ближайшее большее сечение с учетом требований к вторичным цепям, приведенных выше.

На практике сечение контрольных кабелей часто выбирают с учетом равенства мощности нагрузки ТН его номинальной мощности, поскольку развитие энергосистемы может привести к увеличению числа подключенных к ТН приборов.

Такой подход позволяет избежать замены контрольных кабелей в случае перспективного роста нагрузки на ТН. Однако если такого роста не предвидится, то сечение контрольных кабелей выбирают исходя из реальной мощности приборов $S_{\text{пр}}$.

Следует учитывать, что сечение жилы кабеля $q_{\text{доп}}$ необходимо уточнять по результатам проверки чувствительности автоматических выключателей.

Выбрав сечение жилы кабелей, выполняют расчет падения напряжения во вторичной цепи от ТН до счетчика.

Потери напряжения ΔU определяются по формуле, В,

$$\Delta U = I_{\text{нагр}} R_{\text{каб}},$$

где $I_{\text{нагр}}$ – фазный ток нагрузки в питающем счетчики кабеле, А;
 $R_{\text{каб}}$ – сопротивление питающего счетчики кабеля, Ом.

$$I_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{U_{\text{ном}}},$$

где $S_{\text{нагр}}$ – суммарная мощность, потребляемая измерительными цепями счетчиков ($S_{\text{нагр}}$ принимается равной $S_{\text{ТН}}$); $U_{\text{ном}}$ – номинальное фазное напряжение вторичной обмотки ТН, В.

В случае выполнения детализированных расчетов, когда мощность нагрузки на ТН принимается реальной, а не равной $S_{\text{ном}}$, суммарная нагрузка определяется по формуле

$$S_{\text{нагр}} = \sum S_{\text{пр}} ,$$

где $S_{\text{пр}}$ – мощность, потребляемая цепью напряжения прибора;

$$R_{\text{каб}} = \frac{L}{q\gamma} ,$$

где L – длина кабеля, м; γ – удельная проводимость материала кабеля, м/Ом · мм²; q – сечение жилы кабеля, мм².

Потери напряжения ΔU , В, равны

$$\Delta U = \frac{S_{\text{нагр}}}{U_{\text{ном}}} \frac{L}{q\gamma} .$$

Выраженное в процентах значение потерь напряжения ΔU рассчитывается по формуле

$$\Delta U_{\%} = 100 \frac{S_{\text{нагр}}}{U_{\text{ном}}^2} \frac{L}{q\gamma} \% .$$

Далее проверяется выполнение условия:

$$\Delta U_{\%} < 0.25 \% ,$$

где $\Delta U_{\%}$ – значение потерь напряжения, %.

Проверка чувствительности автоматического выключателя для защиты обмотки учета

Согласно РД 34.35.305 автоматический выключатель для защиты цепей напряжения выбирается по максимальному току короткого замыкания (КЗ) в цепи установки автоматического выключателя.

В соответствии с РД 34.35.305, п. 3.4 максимальный ток, отключаемый автоматом, определяется по току трехфазного КЗ на выводах трансформаторов.

Ток трехфазного КЗ определяется по следующей формуле

$$I^{(3)} = \frac{U_{\text{мф}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{к}}},$$

где $U_{\text{мф}}$ – номинальное межфазное напряжение вторичной цепи, равное 100 В; $z_{\text{к}}$ – сопротивление короткого замыкания, Ом.

Значение сопротивления $z_{\text{к}}$, Ом, приведенное к обмотке низшего напряжения, определяется по формуле

$$z_{\text{к}} = \frac{U_{\text{к}} U^2}{100 S},$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания, %; U – номинальное фазное напряжение вторичной обмотки ТН, В; S – мощность обмотки трансформатора напряжения, к которой отнесена величина $U_{\text{к}}$, В · А.

Напряжение короткого замыкания $U_{\text{к}}$, %, принимается в соответствии с документацией завода-изготовителя конкретного трансформатора напряжения.

Далее выбирается автоматический выключатель по каталожным данным.

Обычно тепловой расцепитель исключают из схемы автоматического выключателя в связи со значительной величиной сопротивления и создаваемой потерей напряжения в цепи «ТН – счетчик».

Выбранный автоматический выключатель проверяют на чувствительность электромагнитного расцепителя к минимальному току КЗ, с коэффициентом чувствительности не менее 1,5.

В соответствии с п. 3.4.3 РД 34.35.305, в цепях с током нагрузки до 1 А автоматические выключатели выбираются с $I_{\text{ном}} = 2,5$ А, при этом электромагнитный расцепитель обеспечивает надежную работу автомата с сопротивлением проводов в одной фазе до 3,0 Ом.

При соединении вторичных обмоток ТН по схеме «звезда с выведенным нулем» минимальный ток при однофазном КЗ, А, определяется по следующей формуле:

$$I^{(1)} = \frac{100/\sqrt{3}}{\sqrt{z_k^2 + (\sum r_{\text{общ}})^2}},$$

где $\sum r_{\text{общ}}$ – суммарное сопротивление во вторичной цепи ТН, Ом.

Суммарное сопротивление $\sum r_{\text{общ}}$ определяется по формуле

$$\sum r_{\text{общ}} = r_{\text{пр}} + r_{\text{обр}} + r_{\text{авт}} + r_{\text{конт}},$$

где $r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактных соединений (обычно принимается 0,05 Ом); $r_{\text{авт}}$ – сопротивление автоматического выключателя без теплового расцепителя (принимается 0,05 Ом); $r_{\text{обр}}$ – сопротивление жилы нулевого провода, Ом; $r_{\text{пр}}$ – расчетное сопротивление жилы кабеля, Ом.

Сопротивление жилы кабеля определяется по формуле

$$R_{\text{каб}} = \frac{L}{q\gamma}.$$

При применении кабелей с одинаковым сечением в нулевом проводе и проводов в фазах $\sum r_{\text{общ}} = 2r_{\text{пр}} + r_{\text{авт}} + r_{\text{конт}}$.

Электромагнитные расцепители автоматов чувствительны при выполнении условия $k_{\text{ч.эл}} > 1,5$.

Коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя $k_{\text{ч.эл}}$ рассчитывается по формуле

$$k_{\text{ч.эл}} = \frac{I^{(1)}}{4I_{\text{н.р}}},$$

где $I_{\text{н.р}}$ – нормальный ток расцепителя, А.

Проверка автоматического выключателя для цепи догрузочного резистора

Резисторы должны быть непременно подключены к автоматическому выключателю для защиты от короткого замыкания. Ток уставки автоматического выключателя для защиты должен быть не менее величины, рассчитываемой по формуле

$$I_{\text{ТНдогр}} = \frac{1,5 S_{\text{ном.догр}}}{U_{\text{ТНдогр}}},$$

где $I_{\text{ТНдогр}}$ – номинальный ток для догрузочного резистора, А; $S_{\text{ном.догр}}$ – номинальная мощность, рассеиваемая одним резистивным элементом резистора, В · А; $U_{\text{ТНдогр}}$ – номинальное напряжение резистора, В.

Верхний предел тока уставки должен быть не выше предельной мощности трансформатора напряжения. Ток при предельной мощности ТН $I_{\text{ТНном}}$, А, определяется по формуле

$$I_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{U_{\text{ном}}}.$$

Затем проверяется выполнение условия:

$$I_{\text{ТН догр}} < I_{\text{уст}} < I_{\text{ТН ном}}.$$

3.3. ПРОВЕРКА ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Точность измерений электрической энергии по одному каналу и по группе каналов характеризуется пределом допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95 и пороговой мощностью, ниже которой происходит учет электроэнергии без нормиро-

вания точности. При измерении количества электрической энергии, оплачиваемой по тарифу, зависящему от времени суток, точность канала дополнительно характеризуется абсолютной погрешностью измерений астрономического времени. Поэтому точность измерений электрической мощности по одному каналу и по группе каналов характеризуется следующими показателями:

- пределом относительной погрешности по электрической мощности при доверительной вероятности 0,95;
- диапазоном мощности, измеряемой с нормированной точностью.

Поскольку все компоненты системы, участвующие в измерении и вносящие погрешность, должны быть метрологически исправны согласно действующим свидетельствам о поверке, погрешность измерительного канала (ИК) оценивается расчетным методом. Исключение составляют погрешности рассогласования по времени, так как они зависят от состояния каналов связи.

Общая (суммарная) погрешность ИК состоит из инструментальных и методических составляющих погрешностей. Инструментальные составляющие погрешности определяют по документации на конкретные типы средств измерений. Методические составляющие погрешности определяются расчетным путем с учетом метрологических характеристик средств измерений.

Расчет пределов допускаемых относительных погрешностей выполняется в соответствии с требованиями: ПУЭ, гл. 1.5; РД 34.09.101–94; РД 34.11.114–98.

Предел допустимого значения относительной погрешности δ_w , %, измерительного комплекса должен соответствовать значению, определяемому согласно РД 34.11.333, табл. 5.

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_\Delta^2 + \delta_{с.о}^2 + \delta_{о.п}^2 + \delta_{сU}^2 + \delta_{сf}^2 + \delta_{сT}^2},$$

где δ_I – токовая погрешность ТТ, %; δ_U – погрешность ТН по напряжению, %; δ_θ – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %; δ_Δ – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН (не превышает 0,25 %); $\delta_{с.о}$ – предел основной погрешности счетчика, % (указан в ГОСТ 31819.23–2012); $\delta_{о.п}$ – погрешность определения

разности показаний счетчика, %; $\delta_{сU}$ – определена для диапазона $\pm 10\% U_{ном}$; $\delta_{сf}$ – определена для диапазона $\pm 2\% f_{ном}$; $\delta_{сT}$ – определена для диапазона $0...40\text{ }^{\circ}\text{C}$. $\delta_{сU}$, $\delta_{сf}$, $\delta_{сT}$ – определяются по таблицам ГОСТ Р31819.22–2012 и ГОСТ 31819.23–2012 для электронных счетчиков.

Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, δ_{θ} , %, рассчитывается по формуле

$$\delta_{\theta} = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} / \cos \varphi.$$

Исходными данными для расчета погрешностей системы служат реальные значения нагрузки конкретных измерительных каналов. Вспомогательная документация – это паспорта и соответствующие нормативные документы на средства измерения.

Нормы основной относительной погрешности измерения для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,8...1$ не должны превышать:

- 2,9 % для области малых нагрузок (от 2 до 20 % включительно);
- 1,7 % для диапазона нагрузок от 20 до 120 %.

Для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется.

Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу, для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,5 \div 0,8$ не должны превышать:

- 5,5 % для области малых нагрузок (от 2 до 20 % включительно);
- 3,0 % для диапазона нагрузок от 20 до 120 %.

Для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется.

Погрешности не должны выходить за пределы допускаемых областей.

Согласно ГОСТ 7746–2015 пределы допускаемых токовой и угловой погрешностей ТТ классов точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S при измерениях в рабочих условиях применения при установившемся режиме соответствуют значениям, указанным в табл. 3.2.

Допускаемые области погрешностей для различных классов точности приведены на рис. 3.6.

Таблица 3.2

**Пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток для измерений
и учета**

Класс точности	Первичный ток, процент номинального значения	Предел допускаемой погрешности			Предел нагрузки, процент номинального значения
		токовой, %	угловой		
0,2	5	±0,75	±30'	±0,9 рад	25...100
	20	±0,35	±15'	±0,45 рад	
	100...120	±0,2	±10'	±0,3 рад	
0,2S	1	±0,75	±30'	±0,9 рад	
	5	±0,35	±15'	±0,45 рад	
	20	±0,2	±10'	±0,3 рад	
	100	±0,2	±10'	±0,3 рад	
	120	±0,2	±10'	±0,3 рад	
0,5	5	±1,5	±90'	±2,7 рад	
	20	±0,75	±45'	± 1,35 рад	
	100...120	±0,5	±30'	±0,9 рад	
0,5S	1	±1,5	±90'	±2,7 рад	
	5	±0,75	±45'	±1,35 рад	
	20	±0,5	±30'	±0,9 рад	
	100	±0,5	±30'	±0,9 рад	
	120	±0,5	±30'	±0,9 рад	

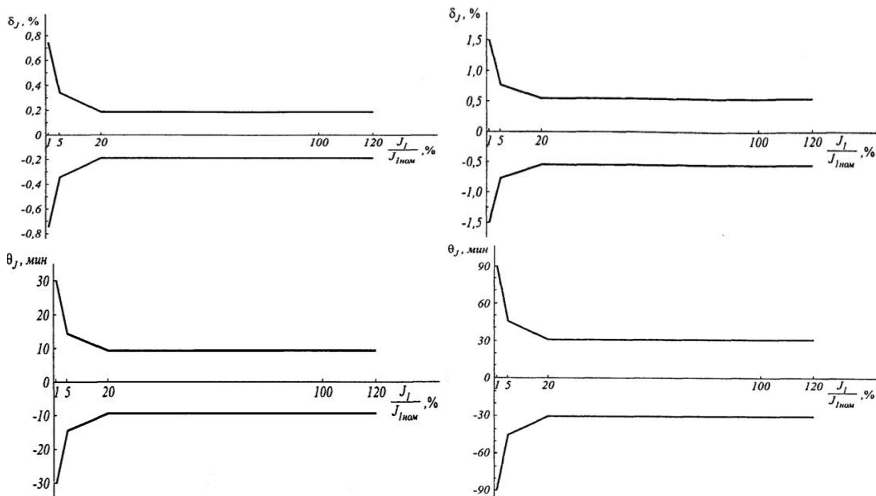


Рис. 3.6. Допускаемые области погрешностей для различных классов точности: для примера взяты классы точности 0,2S (слева) и 0,5S (справа)

В случае когда ТТ недостаточно загружен для работы в интервале, обеспечивающем точность измерения (увеличивается погрешность), необходимо в токовые цепи подключить добавочное сопротивление.

Согласно ГОСТ 1983–2015 пределы допускаемых погрешностей напряжения и угловой погрешности ТН при измерениях в рабочих условиях и установившемся режиме работы составляют значения, указанные в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Пределы допустимых погрешностей ТН

Класс точности	Предел допускаемой погрешности		
	напряжения, %	угловой	
0,2	±0,2	±10'	±0,3 рад
0,5	±0,5	±20'	±0,6 рад

Далее приведем пример расчета системы АИИСКУЭ в соответствии с рассмотренной ранее методикой.

4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ВЫБОРА ХАРАКТЕРИСТИК ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОГРЕШНОСТИ ДЛЯ АИИС КУЭ

Пример 1. ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК И НАГРУЗКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Заказчик выдал проектной организации задание на разработку проекта по созданию автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов и выполнением условий оптового рынка электроэнергии в РУ 110 кВ.

Однолинейная схема подстанции показана на рис. 4.1. Схема распределения измерительно-технических систем – на рис. 4.2. Принципиальные схемы цепей тока и напряжения для учета представлены на рис. 4.3.

По результатам замеров рабочего тока по линии в режимные дни зафиксирована максимальная нагрузка $I_{\text{макс}} = 292 \text{ А}$, минимальная нагрузка $I_{\text{мин}} = 32 \text{ А}$.

Данные предварительно выбранного ТТ для участка сети приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Исходные данные ТТ

Номинальный первичный ток, А	$I_{1\text{ном}}$	600
Номинальный вторичный ток, А	$I_{2\text{ном}}$	5
Коэффициент безопасности	K_6	10
Номинальная вторичная нагрузка, В · А	$S_{\text{ном}}$	30
Номинальный коэффициент мощности нагрузки, отн. ед.	$\cos \varphi$	0,8
Активное сопротивление вторичной обмотки, Ом	R_2	0,07
Класс точности	—	0,2S

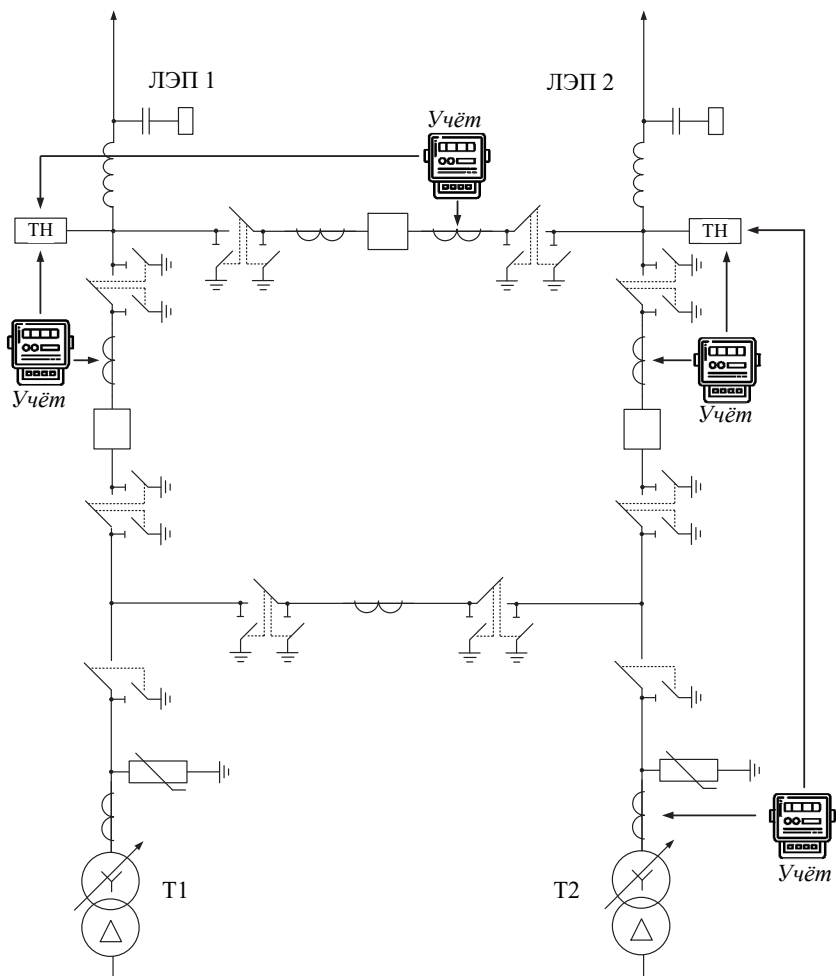


Рис. 4.1. Однолинейная схема рассматриваемой подстанции

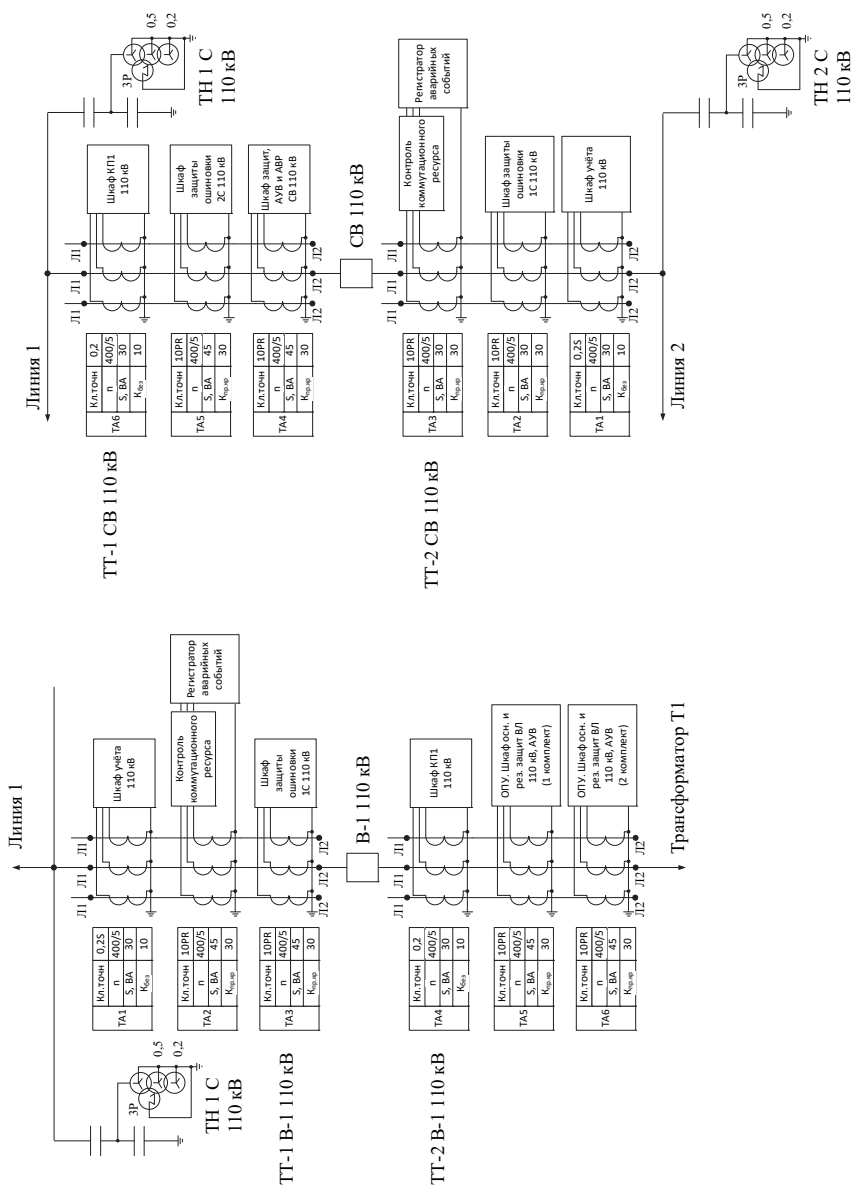


Рис. 4.2. Схема распределения измерительно-технических систем

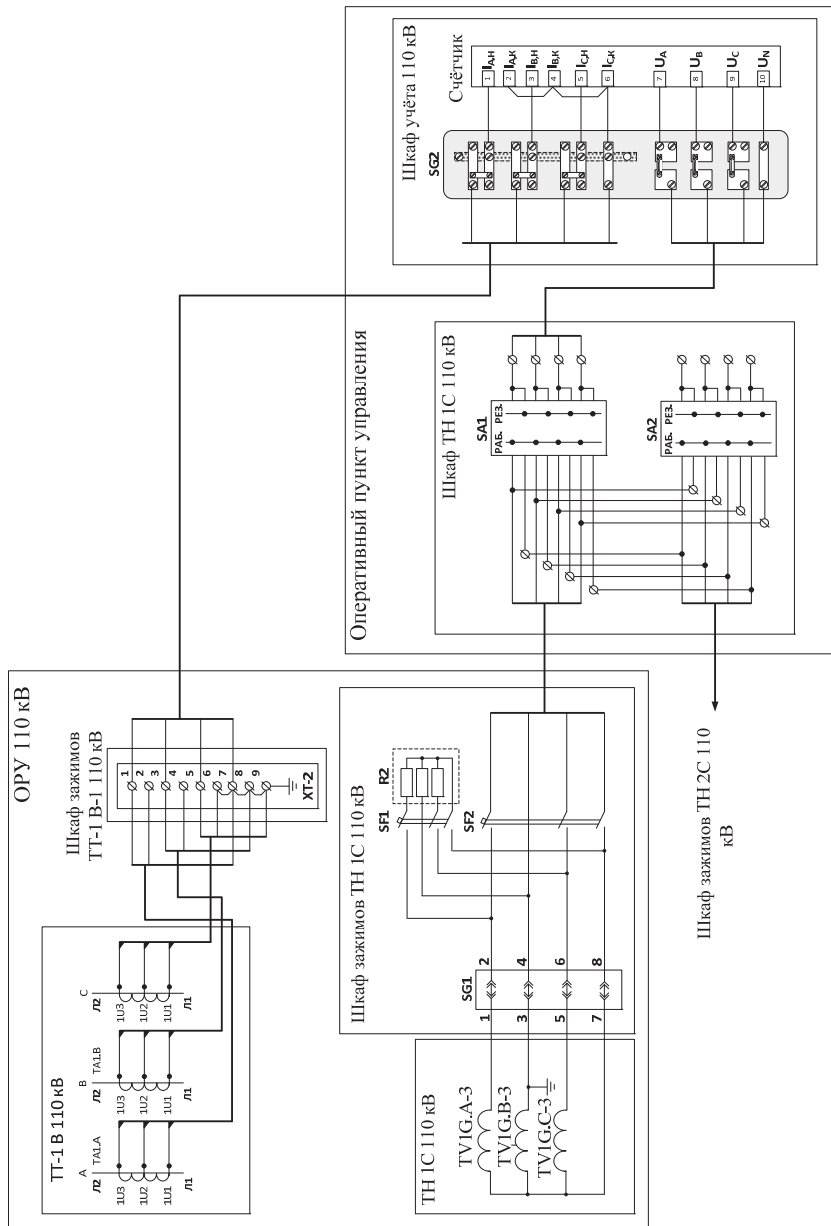


Рис. 4.3. Принципиальные схемы цепей тока и напряжения для учета электроэнергии

Данные о ТН, предварительно выбранном к установке на подстанцию, указаны в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Исходные данные ТН

Номинальное напряжение обмоток, кВ	$U_{\text{ном}}$	$\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3}$
Номинальная мощность основной обмотки в классе точности 0,2, В · А	$S_{\text{ном}}$	30
Максимальная мощность, В · А	$S_{\text{макс}}$	1200
Напряжение короткого замыкания, %	$U_{\text{к}}$	4

Намечаем к установке счетчик типа СЭТ-4ТМ-03М. Параметры счетчика приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Параметры счетчиков электроэнергии

Класс точности по активной электроэнергии	—	0,2S
Класс точности по реактивной электроэнергии	—	0,5
Номинальный вторичный ток, А	$I_{\text{сч}}$	5
Допустимый максимальный ток счетчика в течение 0,5 с	$I_{\text{сч.макс}}$	200
Полная мощность, потребляемая каждой параллельной цепью счетчика, В · А	$S_{\text{ном},U}$	1
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью счетчика, В · А	$S_{\text{ном},I}$	0,1
Количество счетчиков ЭЭ	n	2*
Схема подключения счетчика	—	A4
Тип учета	—	KY

Примечание. В соответствии с рис. 4.1 и 4.2 от системы шин, к которой подключен ТН, отходят два присоединения, на которых установлены счетчики учета электроэнергии, следовательно, фактическая нагрузка вторичных цепей трансформаторов

напряжения определяется в нормальном режиме только мощностью, потребляемой каждой параллельной цепью напряжения счетчиков присоединений.

Технические характеристики счетчика приняты в соответствии с руководством по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ «Счетчики электрической энергии multifunctional СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4Т.02М» https://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf



В соответствии с исходными данными о расположении оборудования на подстанции длина кабелей на разных участках принимается по табл. 4.4.

Т а б л и ц а 4.4

Длина контрольных кабелей

Материал кабеля на всех участках	–	Медь
Длина от выводов вторичной обмотки ТТ до клеммника, устанавливаемого в шкафу выключателя, м	$L_{1,ТТ}$	15
Длина от клеммника, устанавливаемого в шкафу выключателя, до испытательной коробки счетчика, м	$L_{2,ТТ}$	50
Длина от ТН до шкафа зажимов ТН цепей напряжения на ОРУ 110 кВ, м	$L_{1,ТН}$	15
Длина от шкафа зажимов ТН цепей напряжения на ОРУ 110 кВ до панели в ОПУ «Шкаф ТН-110 кВ», м	$L_{2,ТН}$	50
Длина от панели в ОПУ «Шкаф ТН-110 кВ» до панели «Шкаф учета 110 кВ» в ОПУ, м	$L_{3,ТН}$	10

Время срабатывания резервного комплекта защит с учетом времени действия выключателя равно 0,452 с.

Решение. Определим параметры измерительных трансформаторов для рассматриваемого участка сети.

4.1. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

Номинальное напряжение ТТ

Номинальное напряжение ТТ, устанавливаемых в ОРУ 110 кВ, принимается равным 110 кВ.

Выбор трансформатора тока по вторичному току

Вторичный ток выбирается из ряда номинальных значений в соответствии с ГОСТ 7746–2015. Выбираются ТТ со вторичным током, равным 5 А.

Выбор класса точности

Для цепей АИИС КУЭ присоединений 110 кВ выбираем измерительные трансформаторы тока класса точности 0,2S.

Выбор коэффициента трансформации

Проверяем коэффициент трансформации $K_{тр} = 600 / 5$ для линии 110 кВ. Токовые параметры счетчика: $I_{сч} = 5$ А – номинальный ток счетчика; $I_{сч.макс} = 120$ А – допустимый максимальный ток счетчика в течение 0,5 с.

Процент загрузки при минимальном фактическом токе составляет

$$\frac{I_{мин} \cdot 100}{I_{ном}} = \frac{39 \cdot 100}{600} = 6,5 \, \%.$$

Процент загрузки при максимальном фактическом токе составляет

$$\frac{I_{макс} \cdot 100}{I_{ном}} = \frac{292 \cdot 100}{600} = 48,7 \, \%.$$

Проверка по термической и электродинамической стойкости

Согласно данным заказчика максимальный расчетный ток трехфазного КЗ на шинах ОРУ 110 кВ равен $I_{КЗ} = 19,25$ кА.

Вычислим значение $i_{уд}$:

$$i_{уд} = 1,8 \sqrt{2} \cdot 19,25 = 49 \text{ кА}.$$

Для выполнения условия $i_{дин} > i_{уд}$ значение тока электродинамической стойкости трансформаторов тока, устанавливаемых на ЛЭП 110 кВ,

должно быть более 49 кА. Из стандартного ряда значений тока электро-динамической стойкости трансформаторов тока выбирается 80 кА.

Время протекания тока КЗ до его отключения $t_{\text{откл}}$ складывается из времени срабатывания резервного комплекта защит и времени действия выключателя. Время отключения примем равным $t_{\text{откл}} = 0,452$ с. Тогда

$$B_{\text{КЗ}} = 19,25^2 \cdot 0,452 = 167,5 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Для выполнения условия $B_{\text{КЗ}} \leq I_{\text{тер.норм}}^2 t_{\text{тер.норм}}$ значение интеграла Джоуля для трансформаторов тока, устанавливаемых на рассматриваемом присоединении, должно быть более 167,5 кА²с. Из стандартного ряда значений тока термической стойкости и времени термической стойкости принимается $I_{\text{тер.норм}} = 31,5$ кА и $t_{\text{тер.норм}} = 3$ с.

Выбор номинальной мощности вторичной обмотки учета

Сопrotивление счетчика определяется по формуле

$$Z_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Номинальную вторичную нагрузку ТТ вычисляем по следующей формуле:

$$Z_2 = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Определим расчетное сопротивление жилы кабеля:

$$Z_{\text{расч.пров}} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом.}$$

Участок от выводов вторичной обмотки ТТ до счетчика разделяется на два участка:

- $L_{1,\text{ТТ}} = 15$ м – от выводов вторичной обмотки ТТ до клеммника, устанавливаемого в шкафу выключателя;
- $L_{2,\text{ТТ}} = 50$ м – от клеммника, устанавливаемого в шкафу выключателя, до испытательной коробки счетчика.

Так как на данном присоединении ТТ устанавливаются в три фазы, то коэффициент схемы равен единице ($K_{сх} = 1$).

Наименьшее допустимое сечение проводника жилы кабеля на первом участке $L_{1,ТТ}$:

$$q_{\text{доп1}} = \frac{0,0175 \cdot 15}{1,096} = 0,239 \text{ мм}^2.$$

Наименьшее допустимое сечение проводника жилы кабеля на втором участке $L_{2,ТТ}$:

$$q_{\text{доп2}} = \frac{0,0175 \cdot 50}{1,096} = 0,798 \text{ мм}^2.$$

Исходя из расчетов выбирается на первом участке контрольный кабель экранированный с низким газо-, дымовыделением, сечением жилы $2,5 \text{ мм}^2$ – КВВГЭнг(А)-LS $4 \times 2,5$ (4 – минимально возможное количество жил в контрольных кабелях), на втором участке – КВВГЭнг(А)-LS $5 \times 2,5$ (четыре жилы рабочие – фазы А, В, С и 0, пятая жила – резервная).

С учетом выбранных сечений определяем сопротивление, создаваемое кабелем:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 15}{2,5} + \frac{0,0175 \cdot 50}{2,5} = 0,455 \text{ Ом}.$$

Вторичная нагрузка ТТ

$$Z_{\text{нагр}} = 0,455 + 0,1 + 0,1 = 0,655 \text{ Ом}.$$

Определим фактическую нагрузку вторичной обмотки ТТ:

$$S_{\phi} = 0,655 \cdot 5^2 = 16,375 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Проверка условия $0,25S_{\text{ном}} < S_{\phi} < S_{\text{ном}}$:

$$7,5 < 16,375 < 30 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Проверка величины допустимого тока счетчиков

Сопротивление вторичной обмотки ТТ определяется по данным завода-изготовителя, и в рассматриваемом примере равно $0,07 \text{ Ом}$

(см. табл. 4.1). Значения номинальной и фактической нагрузки составляют $S_{\text{ном}} = 30 \text{ В} \cdot \text{А}$ и $S_{\text{ф}} = 16,375 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Пересчитаем номинальный коэффициент безопасности с учетом фактической вторичной нагрузки:

$$K_{\text{б.факт}} = 10 \frac{0,07 + 30}{0,07 + 16,375} = 18,3.$$

Максимальный импульсный ток

$$I_{\text{имп.макс}} = 18,3 \cdot 5 = 91,5 \text{ А}.$$

Соответственно для соблюдения условия $I_{\text{имп.сч}} > I_{\text{имп.макс}}$ максимально допустимый ток счетчика должен быть более чем 91,5 А. Максимально допустимый ток счетчика равен 200 А (см. табл. 4.3).

Проверка условия: $200 > 91,5 \text{ А}$.

4.2. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ

Выбор класса точности

Для цепей АИИС КУЭ присоединений 110 кВ выбираются измерительные трансформаторы напряжения класса точности 0,2.

Проверка трансформаторов напряжения по вторичной нагрузке

В нормальном режиме к обмотке учета подключаются два счетчика. Мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения счетчиков, равна $S_{\text{ном} U} = 1 \text{ В} \cdot \text{А}$.

В нормальном режиме фактическая загрузка ТН составляет

$$S_{\text{ТН1СШ}} = 1 \cdot 2 = 2 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент загрузки ТН

$$K_{\text{загр ТН}} = \frac{2}{30} 100 = 6 \text{ \%}.$$

Рассчитаем суммарную нагрузку вторичной обмотки учета в аварийном режиме, когда две системы шин объединены через шино-

соединительный выключатель. В таком режиме к обмотке учета будут подключаться четыре счетчика.

В аварийном режиме фактическая загрузка ТН составляет

$$S_{\text{ТН1СШ+2СШ}} = 1(2 + 2) = 4 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент загрузки ТН в аварийной режиме

$$K_{\text{загр ТН}} = \frac{4}{30} 100 = 13,3 \text{ \%}.$$

Нагрузки вторичных обмоток трансформаторов напряжения на присоединениях не соответствуют требованиям ГОСТ 1983–2015.

Для ТН 1СШ 110 кВ, ТН 2СШ 110 кВ требуется установка догрузочных резисторов. Догрузочные резисторы выбираются таким образом, чтобы фактическая нагрузка ТН была в диапазоне $50 \pm 10 \text{ \%}$ от номинальной мощности обмотки ТН – так обеспечиваются оптимальные метрологические характеристики.

Мощность догрузочного сопротивления примем $S_{\text{догр}} = 10 \text{ В} \cdot \text{А}$ исходя из стандартного ряда в соответствии с каталогом производителя:

$$S_{\text{ТН догр}} = 2 + 10 = 12 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент загрузки ТН с учетом догрузочного сопротивления

$$K_{\text{загр ТН}} = \frac{12}{30} 100 = 40 \text{ \%}.$$

Расчет падения напряжения в цепях ТН

Расчет падения напряжения выполняется для нормального режима работы ТН и аварийного режима работы.

Для счетчиков присоединений 110 кВ вторичная цепь состоит из трех участков:

- $L_{1,\text{ТН}} = 15 \text{ м}$ – от ТН до шкафа зажимов ТН цепей напряжения на ОРУ 110 кВ;
- $L_{2,\text{ТН}} = 50 \text{ м}$ – от шкафа зажимов ТН цепей напряжения на ОРУ 110 кВ до панели «Шкаф ТН-110 кВ» в ОПУ;
- $L_{3,\text{ТН}} = 10 \text{ м}$ – от панели «Шкаф ТН-110 кВ» в ОПУ до панели «Шкаф учета 110 кВ» в ОПУ.

Расчет падения напряжения выполняется для каждого участка в отдельности. Для получения итогового значения падения напряжения во вторичной цепи рассчитанные значения суммируются.

Расчетная мощность нагрузки на различных участках:

- $S_1 = 12 \text{ В} \cdot \text{А}$ – суммарная мощность на участке $L_{1,\text{ТН}}$;
- $S_2 = 2 \text{ В} \cdot \text{А}$ – суммарная мощность на участке $L_{2,\text{ТН}}$;
- $S_3 = 2 \text{ В} \cdot \text{А}$ – суммарная мощность на участке $L_{3,\text{ТН}}$.

Расчет допустимого сечения жилы кабеля. Для этого сначала вычислим Ток нагрузки $I_{\text{нагр}}$ для каждого из трех участков:

$$I_{\text{нагр}1} = \frac{12}{57,7} = 0,208 \text{ А},$$

$$I_{\text{нагр}2} = \frac{2}{57,7} = 0,035 \text{ А},$$

$$I_{\text{нагр}3} = \frac{2}{57,7} = 0,035 \text{ А}.$$

Определяется наибольшее допустимое сопротивление $r_{\text{пр.макс}}$ одной жилы. При этом дополнительное сопротивление, вносимое контактами автоматического выключателя и промежуточными клеммниками, учитывается только на втором участке $L_{2,\text{ТН}}$.

$$r_{\text{пр.макс}1} = \frac{0,14425}{0,208} = 0,69 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр.макс}2} = \frac{0,14425}{0,035} - 0,05 - 0,05 = 4,02 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр.макс}3} = \frac{0,14425}{0,035} = 4,12 \text{ Ом}.$$

Допустимая потеря напряжения при номинальном фазном напряжении 57,7 В равна $\Delta U_{\text{доп}} = 0,144 \text{ В}$.

Рассчитывается допустимое минимальное сечение жил кабеля $q_{\text{доп}}$ для каждого из трех участков:

$$q_{\text{доп1}} = \frac{15}{57 \cdot 0,69} = 0,381 \text{ мм}^2,$$

$$q_{\text{доп2}} = \frac{50}{57 \cdot 4,02} = 0,218 \text{ мм}^2,$$

$$q_{\text{доп3}} = \frac{10}{57 \cdot 4,12} = 0,043 \text{ мм}^2.$$

Для всех трех участков $L_{1,\text{ТН}}$, $L_{2,\text{ТН}}$, $L_{3,\text{ТН}}$ принимается сечение жилы $2,5 \text{ мм}^2$.

Потери напряжения на участке $L_{1,\text{ТН}}$

$$\Delta U_{\%1} = \frac{100 \cdot 12 \cdot 15}{57,7^2 \cdot 2,5 \cdot 57} = 0,038 \text{ \%}.$$

Потери напряжения на участке $L_{2,\text{ТН}}$

$$\Delta U_{\%2} = \frac{100 \cdot 2 \cdot 50}{57,7^2 \cdot 2,5 \cdot 57} = 0,021 \text{ \%}.$$

Потери напряжения на участке $L_{3,\text{ТН}}$

$$\Delta U_{\%3} = \frac{100 \cdot 2 \cdot 10}{57,7^2 \cdot 2,5 \cdot 57} = 0,004 \text{ \%}.$$

Суммарные потери напряжения определяют как сумму потерь напряжения на каждом участке:

$$\Delta U_{\%} = \Delta U_{\%1} + \Delta U_{\%2} + \Delta U_{\%3} = 0,038 + 0,021 + 0,004 = 0,063 \text{ \%}.$$

Проверка условия $\Delta U_{\%} < 0,25 \text{ \%}$:

$$0,063 \text{ \%} < 0,25 \text{ \%}.$$

Проверка чувствительности автоматического выключателя для защиты обмотки учета

Определяется общее сопротивление трех участков цепи ТН:

$$\sum r_{\text{общ}} = 2 \left(\frac{15}{2,5 \cdot 57} + \frac{50}{2,5 \cdot 57} + \frac{10}{2,5 \cdot 57} \right) + 0,05 + 0,05 = 1,25 \text{ Ом.}$$

Рассчитывается сопротивление z_k . При этом напряжение короткого замыкания $U_k = 4 \%$ при мощности обмотки ТН $S = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$.

$$z_k = \frac{4 \cdot 57,7^2}{100 \cdot 1200} = 0,111 \text{ Ом.}$$

Вычисляется минимальный ток при однофазном КЗ:

$$I^{(1)} = \frac{100/\sqrt{3}}{\sqrt{0,111^2 + 1,25^2}} = 46 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя

$$k_{\text{ч.эл}} = \frac{46}{4 \cdot 2,5} = 4,6 > 1,5.$$

Условие выполняется, выключатель автоматический выбран правильно.

Проверка чувствительности автоматического выключателя для цепи догрузочного резистора

Расчет для выбранных догрузочных резисторов обмотки учета ТН 110 кВ представлен в табл. 4.5.

$$I_{\text{ТНдогр}} = \frac{1,5 \cdot 10}{57,7} = 0,26 \text{ А,}$$

$$I_{\text{ТНном}} = \frac{30}{57,7} = 0,52 \text{ А.}$$

Таблица 4.5

Результаты расчета автоматического выключателя

ТН	Тип обмотки	$S_{\text{ТН ном, В} \cdot \text{А}}$	$S_{\text{ном, догр, В} \cdot \text{А}}$	$I_{\text{ТН ном, А}}$	$I_{\text{ТН догр, А}}$	Тип автоматического выключателя, выбранного по условию $I_{\text{ТН догр}} < I_{\text{уст}} < I_{\text{ТН ном}}$
ТН 110 кВ	Учет	30	10	0,52	0,26	Трехполюсный, характеристика с $I_{\text{ном}} = 0,5 \text{ А}$

Автоматический выключатель выбирается с наименьшим значением из номинального ряда тока расцепителя.

Пример 2. РАСЧЕТ ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Произвести подробный расчет пределов допускаемых относительных погрешностей измерительных комплексов при пороговых значениях влияющих величин. Параметры ТТ, ТН и счетчика принять из предыдущего примера. Коэффициент мощности принять $\cos \varphi = 0,8$, а значение первичной нагрузки принять 5 % от номинального значения.

Решение. Предел допустимого значения относительной погрешности δ_w , %, измерительного комплекса определяется по выражению

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\text{л}}^2 + \delta_{\text{с.о}}^2 + \delta_{\text{о.п}}^2 + \delta_{\text{сУ}}^2 + \delta_{\text{сф}}^2 + \delta_{\text{сТ}}^2}.$$

Определим составляющие погрешности измерительного комплекса по отдельности.

Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН рассчитывается по следующим выражениям:

- активной энергии

$$\delta_\theta = \frac{0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} = \frac{0,029 \sqrt{15^2 + 10^2} \sqrt{1 - 0,8^2}}{0,8} = 0,392 \%;$$

- реактивной энергии

$$\delta_{\theta} = \frac{0,029\sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}} = \frac{0,029\sqrt{15^2 + 10^2} \cdot 0,8}{\sqrt{1 - 0,8^2}} = 0,697 \% .$$

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной и реактивной мощности представлены в табл. 4.6.

Т а б л и ц а 4.6

Технические характеристики счетчика СЭТ-4ТМ.03М
Пределы допускаемой основной погрешности измерения

Первичный ток счетчика	Предел допускаемой погрешности мощности, %	
	активной	реактивной
$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 1$	$\sin \varphi = 0,25$
	$\pm 0,2$	± 1
$0,02I_{\text{ном}} \leq I \leq 0,05I_{\text{ном}}$	$\cos \varphi = 0,5$	$\sin \varphi = 0,5$
	$\pm 0,5$	± 1

Значение погрешности счетчика для требуемого коэффициента мощности определим методом линейной интерполяции по следующему выражению:

$$f(x) = f(x_1) - \left((f(x_1) - f(x_2)) \frac{(x - x_1)}{(x_2 - x_1)} \right).$$

Основная допустимая погрешность измерения счетчика по активной мощности

$$\delta_{\text{с.о}} = 0,5 - \left((0,5 - 0,2) \frac{(0,8 - 0,5)}{(1 - 0,5)} \right) = 0,32 \% .$$

по реактивной мощности:

$$\delta_{с.о} = 1 \text{ \%}.$$

Определим погрешность счетчика от изменения температуры окружающей среды, для чего воспользуемся техническими данными, представленными в табл. 4.7.

Т а б л и ц а 4.7

Технические характеристики счетчика СЭТ-4ТМ.03М
Средний температурный коэффициент в диапазоне температур
от минус 40 до плюс 60, %°C/К, при измерении

Первичный ток счетчика	Средний температурный коэффициент, %	
	активной	реактивной
$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 1$	$\sin \varphi = 1$
	$\pm 0,01$	$\pm 0,03$
$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 0,5$	$\sin \varphi = 0,5$
	$\pm 0,02$	$\pm 0,05$

Принимаем, что изменение температуры окружающей среды составляет 10°C.

Погрешность счетчика от изменения температуры окружающей среды активной мощности

$$\delta_{ct} = \left[0,02 - \left((0,02 - 0,01) \frac{(0,8 - 0,5)}{(1 - 0,5)} \right) \right] 10 = 0,14 \text{ \%}.$$

Погрешность счетчика от изменения температуры окружающей среды реактивной мощности

$$\delta_{ct} = \left[0,05 - \left((0,05 - 0,03) \frac{(\sqrt{1 - 0,8^2} - 0,5)}{(1 - 0,5)} \right) \right] 10 = 0,46 \text{ \%}.$$

В табл. 4.8 приведены пределы допускаемой погрешности счетчиков СЭТ-4ТМ.03М при изменении активной и реактивной энергии и мощности прямого и обратного направления, вызванной изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям.

Таблица 4.8

Технические характеристики счетчика СЭТ-4ТМ.03М

Влияющая величина	Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, %			
			Класс точности по активной энергии		Класс точности по реактивной энергии	
			0,2S	0,5S	0,5	1,0
Изменение напряжения измерительной цепи в диапазоне $(0,8-1,15)U_{ном}$	$0,01I_{ном} \leq I \leq 0,05I_{ном}$	1	—	—	$\pm 0,2$	$\pm 0,7$
	$0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$	$\pm 0,7$
		0,5 инд	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$	$\pm 0,4$	± 1
Изменение частоты в пределах $\pm 5\%$	$0,01I_{ном} \leq I \leq 0,05I_{ном}$	1	—	—	$\pm 0,2$	$\pm 1,5$
	$0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	1	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$		
		0,5 инд	$\pm 0,1$	$\pm 0,2$		
Внешнее магнитное поле индукции 0,5 мТл	$I_{ном}$	1	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Погрешность счетчика от изменения напряжения измерительной цепи активной мощности

$$\delta_{сU} = 0,2 - \left(\frac{(0,2 - 0,1)(0,8 - 0,5)}{1 - 0,5} \right) = 0,14 \%$$

Таблица 4.9

Расчет пределов допусковых относительных погрешностей измерительных каналов при измерениях активной и реактивной электроэнергии

cos φ	Первичный ток в процентах от номинального	Трансформаторы				Счетчик										Погрешность ИИК						
		ТТ		ТН		δ _и , %		3δ _{ос} , %		3δ _{ос} , %		3δ _{сч} , %		4δ _{сч} , %		5δ _и , %		основная		полная		
		1δ _и , %	1φ _и , угл. мин.	2δ _и , %	φ _и , угл. мин.	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	
0,8	5 %	0,35	15,00	0,20	10,00	0,39	0,70	0,32	1,00	0,14	0,46	0,14	0,36	0,10	0,20	0,50	1,00	0,19	0,74	1,43	0,95	1,88

Примечания.

¹ Пределы допускаемой погрешности (токовой и угловой) для вторичной обмотки учета и измерений ТТ определены в соответствии с табл. 3.2.

² Пределы допускаемой погрешности (токовой и угловой) для вторичной обмотки учета и измерений ТН определены в соответствии с табл. 3.3.

³ Предел допустимой погрешности счетчика, погрешность счетчика от изменения температуры окружающей среды, погрешность счетчика от изменения напряжения измерительной цепи для значения cos φ = 0,8 определяются методом линейной интерполяции.

Погрешность счетчика от изменения температуры окружающей среды определена при температуре 10 °С.

⁴ Погрешность счетчика от изменения частоты и внешнего магнитного поля определены в соответствии с табл. 4.8.

⁵ Погрешность из-за потери напряжения в линии определяется на основании расчетов. В данном примере принимается равной δ_л = 0,19 %.

В графе P указаны значения, рассчитанные для активной составляющей мощности. В графе Q – то же для реактивной.

Погрешность счетчика от изменения напряжения измерительной цепи реактивной мощности

$$\delta_{cU} = \left[0,4 - \left((0,4 - 0,2) \frac{(\sqrt{1 - 0,8^2} - 0,5)}{(1 - 0,5)} \right) \right] = 0,36 \, \%.$$

Основная погрешность ИИК определяется по следующим формулам:

- для активной мощности

$$\begin{aligned} \delta_w &= 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_\pi^2} = \\ &= 1,1 \sqrt{0,35^2 + 0,2^2 + 0,39^2 + 0,32^2 + 0,19^2} = 0,74 \, \%; \end{aligned}$$

- для реактивной мощности

$$\begin{aligned} \delta_w &= 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_\pi^2} = \\ &= 1,1 \sqrt{0,35^2 + 0,2^2 + 0,7^2 + 1^2 + 0,19^2} = 1,43 \, \%. \end{aligned}$$

Полная погрешность измерительных каналов при измерениях активной и реактивной электроэнергии определяется в соответствии с выражением (4.1) на основании расчетных погрешностей составляющих, представленных в табл. 4.9.

Пример 3. РАСЧЕТ ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЦЕПЯХ ТН

Счетчик, потребляющий по цепям напряжения $S = 3 \text{ В} \cdot \text{А}$, включен по схеме Арона (см. рис. 1.40) на линейные напряжения двух ТН $U_{ab} = U_{bc} = 100 \text{ В}$. Рассчитать потери напряжения в контрольных кабелях, если расстояние от ТН до места установки счетчика составляет $l = 50 \text{ м}$, сечение кабеля $q = 1,5 \text{ мм}^2$.

Решение. Определим токи, проходящие по фазам A и C :

$$I_a = S / U_{ab} = 3 / 100 = 0,03 \text{ А};$$

$$I_c = S / U_{bc} = 3 / 100 = 0,03 \text{ А}.$$

В нормальном режиме работы энергосистемы векторы токов $\underline{I}_a$ и $\underline{I}_c$ сдвинуты на 60 градусов. Следовательно, ток в обратном проводе (фаза B) оказывается в $\sqrt{3}$ раз больше токов в фазах A и C :

$$I_b = \sqrt{3} I_a = 0,05 \text{ А}.$$

Потеря напряжения в проводе фазы A и в обратном проводе в фазе B составляет

$$\Delta U = I_a R + I_b R,$$

где $R = l / \gamma q = 50 / 57 \cdot 1,5 = 0,58 \text{ Ом}$. Таким образом,

$$\Delta U = 0,03 \cdot 0,58 + 0,05 \cdot 0,58 = 0,046 \text{ В},$$

что составляет 0,046 % от номинального напряжения ТН и соответствует требованиям ПУЭ.

5. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. В чем преимущества применения измерительных трансформаторов в месте прямого подключения приборов в электрическую цепь?
2. Какие существуют номинальные значения вторичных токов измерительных ТТ? Чем следует руководствоваться при выборе номинального вторичного тока?
3. Что считается нагрузкой на измерительный ТТ?
4. В соответствии с каким правилом обозначаются выводы обмоток ТТ?
5. В чем состоит отличие измерительных ТТ от силовых трансформаторов?
6. В чем схожесть ТТ шинной конструкции и встроенных ТТ?
7. Чем проходные ТТ отличаются от опорных?
8. Почему недопустим разрыв вторичной обмотки ТТ?
9. В чем физическая причина возникновения погрешности ТТ?
10. Перечислите классы точности ТТ для цепей учета и измерений. В чем различие этих классов точности?
11. Перечислите классы точности ТТ для цепей релейной защиты и автоматики. В чем различие этих классов точности?
12. Какие схемы соединения ТТ приняты в сетях 6–35 кВ? 110 кВ и выше?
13. Какие существуют номинальные вторичные напряжения измерительных ТН?
14. Что считается нагрузкой на измерительный ТН?
15. В соответствии с каким правилом обозначаются выводы обмоток ТН?
16. В чем состоит отличие измерительных ТН от силовых трансформаторов?
17. В чем физическая причина возникновения погрешности ТН?

18. Почему трехфазные ТН, предусматривающие обмотку для контроля изоляции, в сетях с изолированной нейтралью, выполняются с пятью стержнями?

19. Почему недопустимо короткое замыкание вторичных выводов ТН?

20. Какие существуют схемы соединения ТН?

21. Что такое счетчик электроэнергии и для чего он предназначен?

22. Что такое двухэлементный и трехэлементный счетчик электроэнергии?

23. В чем различие аналоговых и электронных счетчиков?

24. Для каких целей в цепях вторичных обмоток ТТ и ТН, ведущих к счетчику, устанавливают переходную испытательную коробку? Как она устроена?

25. Изучите приложение В и ответьте, как осуществляется переключение вторичных цепей ТН.

26. Изучите приложение В и ответьте, как осуществляется переключение вторичных цепей ТТ.

27. Перечислите места установки счетчиков активной и реактивной электроэнергии на станции.

28. Перечислите места установки счетчиков активной и реактивной электроэнергии на системной подстанции.

29. Перечислите места установки счетчиков активной и реактивной электроэнергии на подстанции потребителя.

30. Как допустимо подключать счетчик коммерческого (технического) учета электроэнергии при присоединении ЛЭП через два выключателя?

31. Какие требования предъявляются к трансформаторам тока для целей АИИС КУЭ?

32. Какие требования предъявляются к трансформаторам напряжения для цепей АИИС КУЭ?

33. Какое сечение контрольного кабеля в цепях ТТ и ТН расчетного и технического учета допустимо применять? Почему?

35. В каком случае в цепях ТТ и ТН должны устанавливаться догрузочные резисторы?

36. Какими факторами обусловлена погрешность измерения электроэнергии и мощности?

37. В каких пределах должна быть нагрузка вторичных цепей трансформаторов тока?

38. Опишите методику выбора номинальной мощности вторичной обмотки учета.

39. Дайте определение понятию коэффициента безопасности для измерительных обмоток трансформаторов тока.

40. Какой мощностью определяется фактическая нагрузка вторичных цепей трансформаторов напряжения в нормальном режиме? В ремонтном режиме?

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)

ПРИМЕРЫ ЗАДАЧ

Задача 1

Универсальный счетчик с номинальными параметрами $U_{\text{ном}} = 100$ В и $I_{\text{ном}} = 5$ А используют с трансформатором тока, имеющим первичный ток 400 А и вторичный 5 А, и трансформатором напряжения с первичным напряжением 3000 В и вторичным 100 В. Определить постоянную схемы, на которую надо умножить показания счетчика для нахождения количества израсходованной энергии.

Решение

Постоянную схемы находят как произведение коэффициента трансформации трансформатора тока на коэффициент трансформации трансформатора напряжения: $D = K_{\text{ТТ}} K_{\text{ТН}} = \frac{(400 \cdot 3000)}{(5 \cdot 100)} = 2400$.

Таким образом, подобно ваттметрам, счетчики можно использовать с разными измерительными преобразователями, но в этом случае необходимо сделать перерасчет показаний.

Пример 2

Счетчик, предназначенный для использования с трансформатором тока, имеющим коэффициент трансформации $K_{\text{ТТ1}} = \frac{400}{5}$, и трансформатором напряжения с коэффициентом трансформации $K_{\text{ТН1}} = \frac{6000}{100}$, используется в схеме измерения энергии с другими трансформаторами, имеющими следующие коэффициенты трансформации: $K_{\text{ТТ2}} = \frac{100}{5}$ и $K_{\text{ТН2}} = \frac{35\,000}{100}$. Определить постоянную схемы, на которую надо умножить показания счетчика.

Решение

$$\text{Постоянная схемы } D = \frac{K_{\text{ТТ}2} K_{\text{ТН}2}}{K_{\text{ТТ}1} K_{\text{ТН}1}} = \frac{(100 \cdot 35\,000)}{(400 \cdot 6000)} = \frac{35}{24} = 1,5.$$

Пример 3

Определить постоянную схемы для универсального трехфазного счетчика, используемого с трансформаторами тока и напряжения, $3 \times 800 / 5$ А и $3 \times 15\,000 / 100$ В (форма записи специально повторяет запись на щитке).

Примечание. Цифра «3» перед коэффициентов трансформации указывает что данный счетчик применяется в трехфазной сети и в расчетах не участвует.

Решение

Определяем постоянную схемы:

$$D = K_{\text{ТТ}} K_{\text{ТН}} = \frac{(800 \cdot 1500)}{(5 \cdot 100)} = 24\,000.$$

Пример 4

Во вторичной обмотке трансформатора включен счетчик активной энергии с передаточным числом $1 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 2500 \text{ об.}$ Обмотки счетчика включены через трансформаторы тока с $K_{\text{ТТ}} = \frac{100}{5}$ и напряжения с $K_{\text{ТН}} = \frac{400}{100}$. За 50 с диск сделал 15 оборотов. Определить активную мощность нагрузки.

Решение

$$\text{Постоянная схемы } D = K_{\text{ТТ}} K_{\text{ТН}} = \frac{(100 \cdot 400)}{(5 \cdot 100)} = 80.$$

С учетом передаточного числа постоянная счетчика $C = \frac{360}{N} =$
 $= \frac{3600}{2500} = 1,44 \text{ кВт} \cdot \text{с/об.}$ С учетом постоянной схемы $C' = CD =$
 $= 1,44 \cdot 80 = 115,2 \text{ кВт} \cdot \text{с/об.}$

Таким образом, число оборотов диска n соответствует расходу энергии $W_p = C'n = 115,2 \cdot 15 = 1728 \text{ кВт} \cdot \text{с.}$ Следовательно, мощность

нагрузки $P = \frac{W_p}{t} = \frac{1728}{50} = 34,56 \text{ кВт.}$

Приложение Б (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)

ПРИМЕР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ

Задача 1

В ячейке 10 кВ предполагается установка ТТ в фазах *A* и *C*. По результатам замеров в режимные дни зафиксирована максимальная нагрузка 70 А, минимальная нагрузка 20 А; длина токовых цепей составляет 3 м. Предполагается использование ТН, измеряющего линейные напряжения, длина цепей напряжения 5 м. Действующее значение тока симметричного КЗ на шинах 10 кВ составляет 15 кА, время срабатывания максимальной токовой защиты от КЗ 2 с. Выбрать тип счетчика и параметры измерительных трансформаторов, составить схему подключения приборов. Схема РУ – одиночная секционированная система сборных шин, к каждой секции подключено 8 присоединений.

Задача 2

На межсистемной ЛЭП 330 кВ, связывающей подстанции *A* и *B*, в режимные дни зафиксирован максимальный и минимальный переток мощности от подстанции *A* к подстанции *B*, равный соответственно $S_{AB\text{макс}} = 300 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{AB\text{мин}} = 30 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. От подстанции *B* к подстанции *A* аналогично: $S_{AB\text{макс}} = 400 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{AB\text{мин}} = 130 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Длина цепей тока и напряжения от места установки измерительных трансформаторов до пункта учета составляет 200 м. Действующее значение тока симметричного КЗ на шинах 330 кВ составляет 21 кА, время срабатывания защиты от КЗ – 1 с. Выбрать тип счетчика и параметры измерительных трансформаторов, составить схему подключения приборов. Схема РУ – четырехугольник.

Задача 3

На ЛЭП 220 кВ, отходящей от ОРУ высшего напряжения электростанции, в режимные дни зафиксирован максимальный и минималь-

ный ток 500 А и 30 А соответственно. Длина цепей тока и напряжения от места установки измерительных трансформаторов до пункта учета составляет 120 м. Действующее значение тока симметричного КЗ на шинах 220 кВ составляет 30 кА, время срабатывания защиты от КЗ – 2,0 с. Выбрать тип счетчика и параметры измерительных трансформаторов, составить схему подключения приборов. Схема РУ – двойная система сборных шин с обходной, к каждой шине в нормальном режиме работы подключено шесть присоединений. В послеаварийном или ремонтном режиме все 12 присоединений подключаются на одну из систем шин.

Задача 4

Генератор серии ТВВ-160-2 работает в блоке с повышающим трансформатором. Максимальный ток в цепи генератора составляет 6 кА, минимальный – 4,2 кА. Длина цепей тока и напряжения от места установки измерительных трансформаторов до пункта учета составляет 50 м. Действующее значение тока симметричного КЗ составляет 45 кА, время срабатывания защиты от КЗ – 0,5 с. Выбрать тип счетчика и параметры измерительных трансформаторов, составить схему подключения приборов.

Приложение В (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ)

ВЫПОЛНЕНИЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ ВО ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЯХ

Для выполнения переключений во вторичных цепях (отключения / подключения измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики) используются испытательные блоки (рис. ПВ1, ПВ2), которые устанавливаются во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. Испытательные блоки используются при выполнении оперативных переключений, при проведении проверок, регулировок и испытаний измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики во время эксплуатации для исключения дополнительных сложных переключений, связанных с разборкой / сборкой вторичных цепей.

Испытательные блоки используются в качестве штепсельных разъемов, содержащих большое число контактов, в цепях релейной защиты, автоматики и измерительных приборов, подключаемых к ТТ и ТН. Применение испытательных блоков существенно снижает вероятность ошибочных действий при подготовке испытаний, их проведении и восстановлении рабочей схемы после испытаний. Снижается также вероятность случайных отключений работающего оборудования при проведении обслуживания, пуско-наладочных работ и испытаний, а также при замене приборов.

Основным элементом испытательного блока является корпус, который устанавливается на поверхности панели или шкафа. В корпусе блока в два ряда установлены пружинные контакты с токоподводящими шпильками, к одному ряду которых присоединяются реле или измерительные приборы, а к другому подводятся контрольные кабели от измерительных трансформаторов. Для коммутации цепей используется штепсельная крышка, на которой смонтированы пластины, перемикающие пружинные контакты, установленные в корпусе. При установке крышки на корпус, кроме перемикания пружинных контактов, они отодвигаются от установленных в корпусе перемычек, которые чаще всего используются для исключения разрыва токовых цепей при снятой крышке испытательного блока.

При нормальном рабочем состоянии блока (с рабочей крышкой) пружинные контакты на внутренней стороне крышки соединяют парно главные контакты блока, создавая сквозное соединение приборов с соответствующей контрольной проводкой. При снятии крышки главные контакты разъединяются, причем те из них, к которым подходят проводники от трансформаторов тока, автоматически соединяются специальными вспомогательными контактными пластинками. Благодаря этому обеспечивается закорачивание вторичных обмоток трансформаторов тока без разрыва тока (рис. ПВ3), после чего в токовых цепях могут безопасно выполняться работы.

При вставленном в корпус блока контрольном штепселе каждый главный контакт надежно соединяется с соответствующим контактом штепселя; при этом главные контакты несколько раздвигаются, а контакты, замкнутые ранее пластинками, размыкаются. Выводы от контактов штепселя вынесены на его лицевую сторону для присоединения проводников от контрольных приборов, подключаемых на время испытаний. Испытательная схема подключается следующим образом: сначала собирается схема на крышке контрольного штепселя, затем снимается рабочая крышка и заменяется контрольным штепселем.

Примеры схем подключения устройств автоматики к цепям ТТ и ТН приведены на рис. ПВ1 и ПВ5.

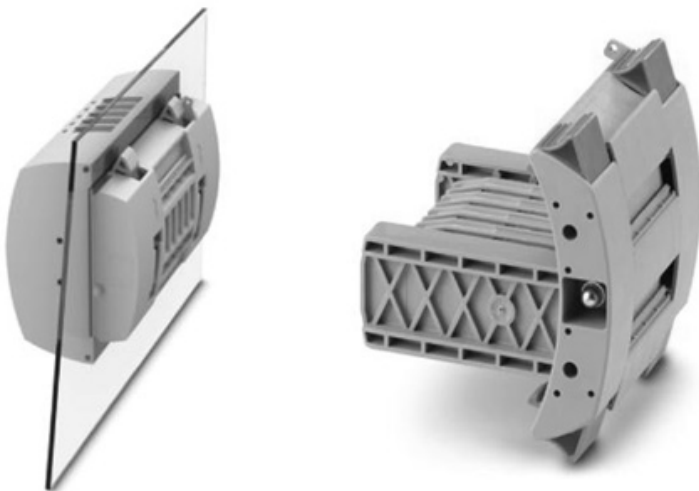


Рис. ПВ1. Контрольная колодка (слева) и рабочая крышка (справа)

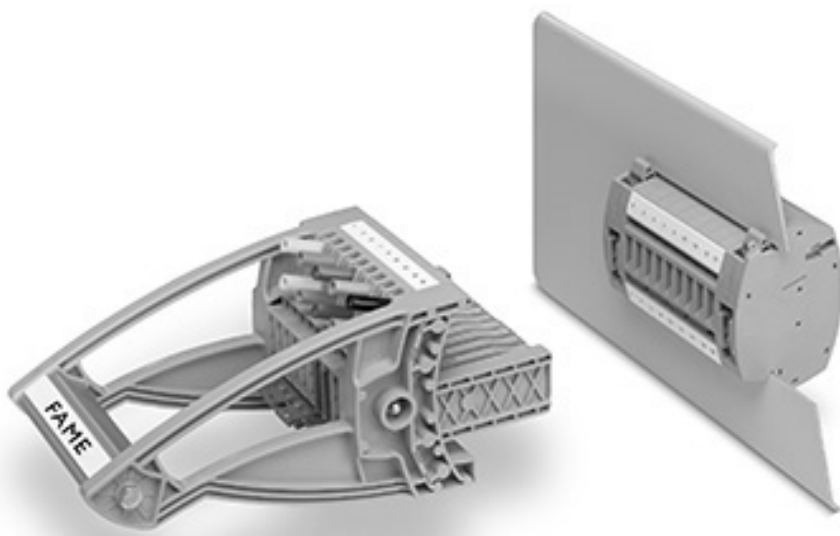


Рис. ПВ2. Испытательная крышка (слева) и контрольная колодка (справа)

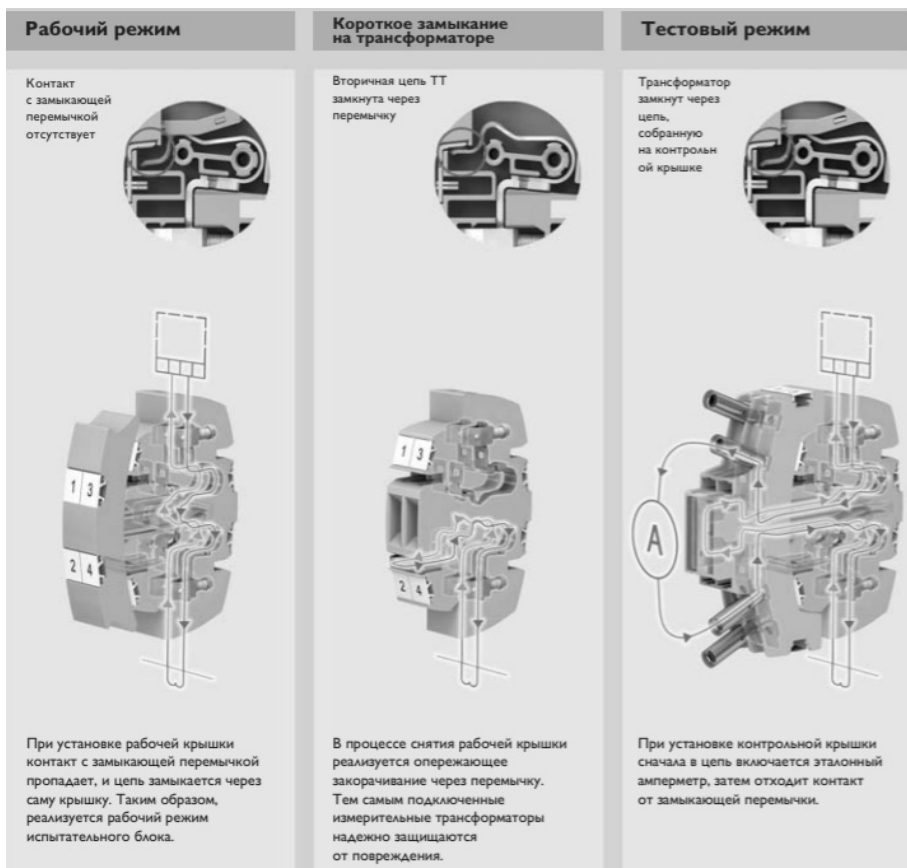


Рис. ПВ3. Режимы работы с различным положением рабочих контактов и закорачивающих перемычек

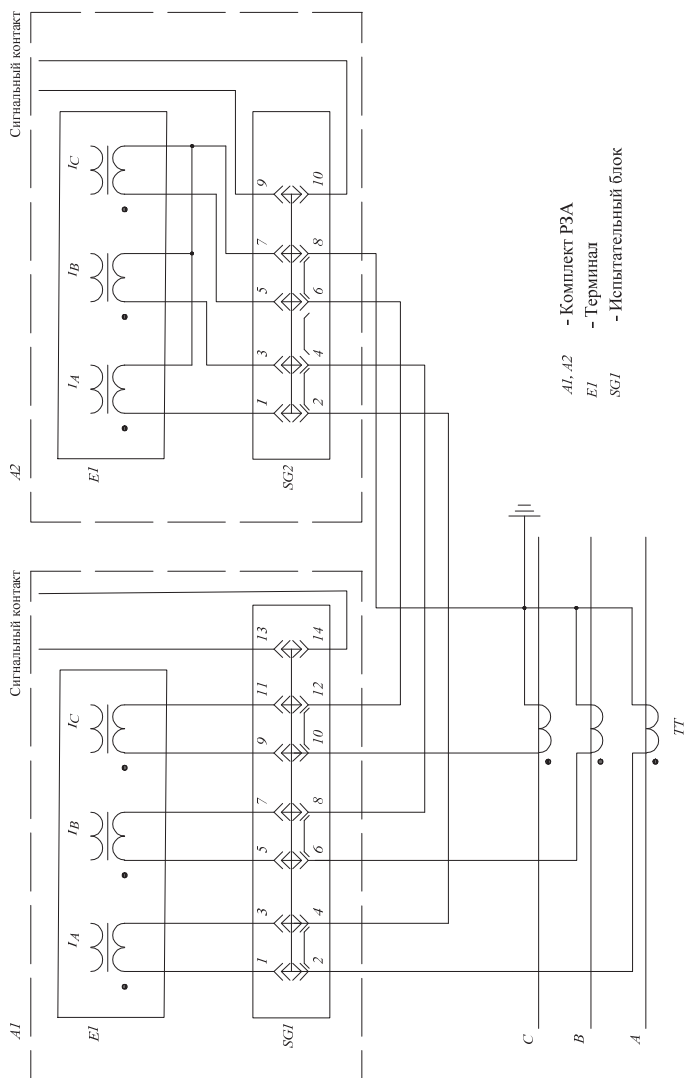


Рис. ПВ4. Пример подключения рабочих блоков к цепи переменного тока трансформатора тока. При вставленной рабочей крышке SG1 замкнуты контакты 1-2, 3-4, 5-6, 7-8, 9-10, 11-12 и 13-14, чем обеспечивается питание устройства А1 от ТТ и одновременная работа устройства А2 от тех же ТТ. При снятии рабочей крышки SG1 для проведения работ с устройством А1 одновременно закорачиваются контакты 2-4, 6-8 и 10-12, тем самым обеспечивая отключение устройства А1 без нарушения питания устройства А2 и замыкания вторичных цепей ТТ

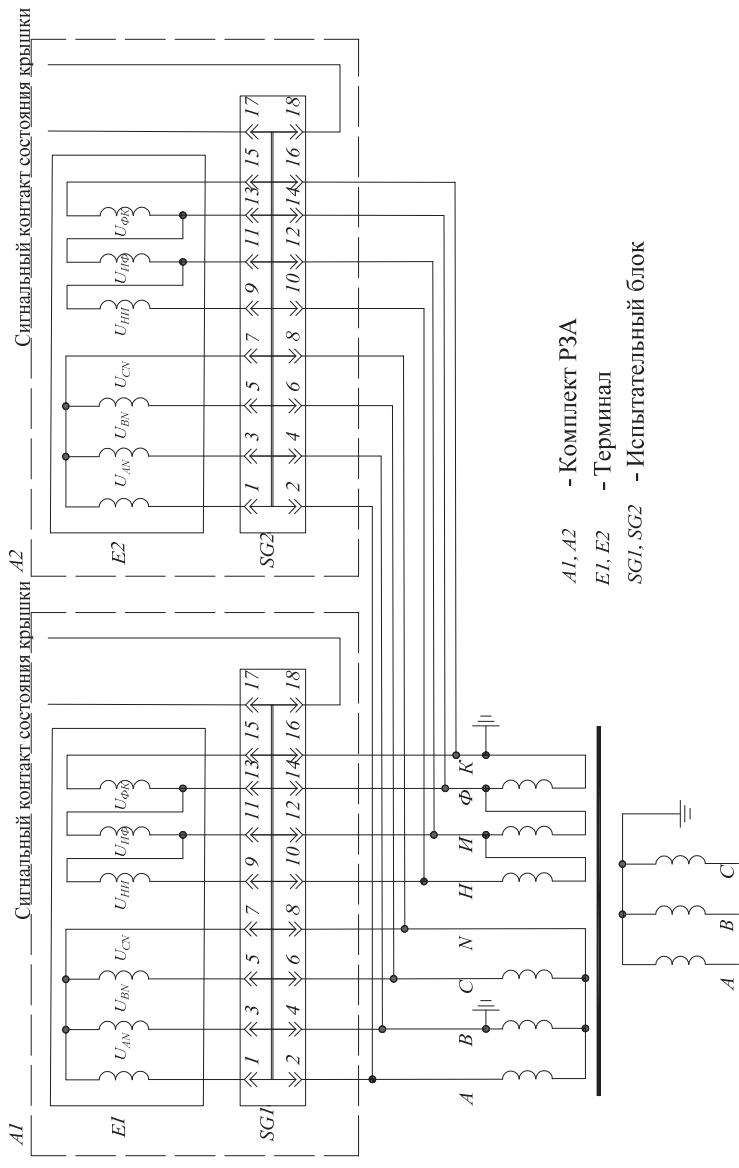


Рис. ПБ5. Пример подключения рабочих блоков к трансформатору напряжения. При вставленной рабочей крышке SG1 замкнуты контакты 1-2, 3-4, 5-6, 7-8, 9-10, 11-12, 13-14, 15-16, 17-18, чем обеспечивается питание устройства A1 от ТН. Снятие рабочей крышки SG1 для проведения работ с устройством A1 обеспечивает отключение устройства A1 без нарушения питания устройства A2 от ТН

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии подстанции (АИИС КУЭ ПС)

Иерархическая система, функционально объединяющая совокупность измерительно-информационных комплексов (ИИК) всех точек измерений, участвующих в коммерческих расчетах (коммерческий учет) и используемых в расчетах балансов электроэнергии ПС (технический учет), информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), систему обеспечения единого времени и выполняющая функции проведения измерений, сбора и передачи результатов измерений объемов электроэнергии и мощности, используемых в коммерческих и балансовых расчетах, в информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

Архитектура системы АИИС КУЭ на подстанции в общем виде представлена на рис. ПГ1.

Измерительно-информационный комплекс (ИИК) точки измерений

Совокупность прибора(-ов) учета и измерительных трансформаторов тока и/или напряжения, к которым данный прибор(-ы) учета подключен(-ы) по установленной схеме, предназначенная для измерения электрической энергии (мощности) в одной точке учета.

Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ)

Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенных для обеспечения доступа к информации по учету электроэнергии ИИК, а также дополнительно обес-

печивающая сбор и обработку результатов измерений, диагностику средств измерений в пределах одной электроустановки.

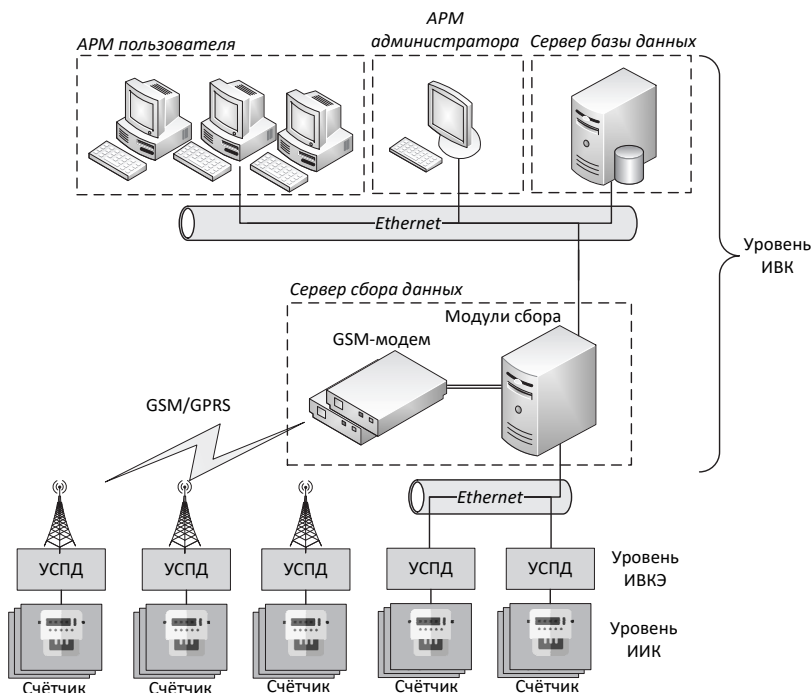


Рис. ПГ1. Архитектура системы АИISKУЭ ПС

Информационно-вычислительный комплекс (ИВК)

Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности, их агрегирования, а также обеспечения доступа к этой информации.

Коммерческий учет

Учет выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за нее. Счетчики, устанавливаемые для коммерческого учета, называются коммерческими счетчиками.

Технический учет

Учет для контроля расхода электроэнергии внутри подстанции, расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях. Счетчики, устанавливаемые для технического учета, называются счетчиками технического учета.

Измерительный трансформатор тока (ТТ)

Устройство, предназначенное для преобразования тока большой величины до значения, удобного для измерения.

Измерительный трансформатор напряжения (ТН)

Статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанные обмотки и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного напряжения в одну или несколько других систем переменного напряжения.

Напряжение вторичных обмоток стандартизировано и равно 100 В.

Класс точности

Обобщенная характеристика средств измерений, отражающая уровень их точности, выражаемая пределами допускаемых основной и дополнительных погрешностей, а также другими характеристиками, влияющими на точность.

Устройство сбора и передачи данных (УСПД)

Это компонент АИИС КУЭ, выполняющий функцию консолидации информации по электроустановке либо группе электроустановок. Может обеспечивать в автоматическом режиме сбор и обработку результатов измерений от приборов учета по цифровым интерфейсам, информации о состоянии средств измерений, предоставление доступа к собранной информации, синхронизацию времени в приборах учета и самом УСПД.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ПРИ РАСЧЕТАХ

1. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Госэнергонадзор. – Москва, 2002.
2. СТО 56947007-35.240.01.023–2009. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции. Типовые технические требования в составе закупочной документации. Стандарт организации.
3. СТО 56947007-29.200.15.209–2015. Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС».
4. СТО 56947007-29.240.10.028–2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ НТП ПС.
5. ГОСТ 1983–2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. ГОСТ 7746–2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
7. ГОСТ 31818.11–2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.
8. ГОСТ 31819.21–2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.
9. ГОСТ 31819.22–2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
10. ГОСТ 31819.23–2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии.

11. РД 34.09.101–94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

12. РД 34.11.333–97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах.

13. РД 34.11.114–98. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования.

14. РД 153-34.0-11.209–99. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности.

15. Приложение № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования», нормативные документы НП «Совет рынка», действующая редакция.

16. Руководство по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4Т.02М», ННПО имени М. В. Фрунзе.

17. Электрическая часть станций и подстанций / Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова В.Ф., Околович М.Н. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

18. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы : монография / К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров, О.И. Лаптев. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2008. – 343 с. (Серия «Монографии НГТУ»). ISBN 978-5-7782-1073-8.

**Литвинов Илья Игоревич
Фролова Екатерина Игоревна**

СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Учебное пособие

Редактор *И.Л. Кескевич*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Корректор *И.Е. Семенова*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 18.02.2022. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 200 экз.
Уч.-изд. л. 7,2. Печ. л. 7,75. Изд. № 246/21. Заказ № 97. Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20